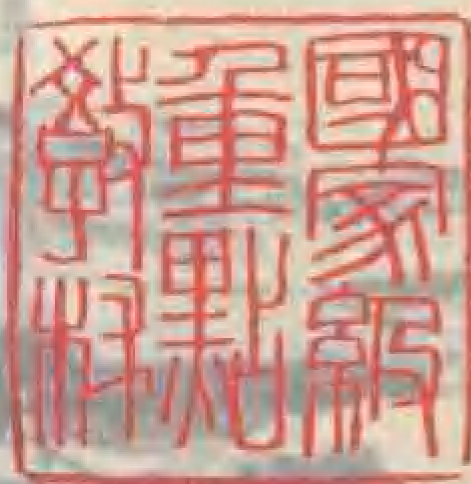
普通高等教育“九五”国家级重点教材

九五
★★★★★

石油地质学

张厚福　方朝亮　高先志　张枝焕　蒋有录　编

石油工业出版社
PETROLEUM INDUSTRY PRESS



责任编辑：刘文国 封面设计：赛维钰 责任校对：王安强



ISBN 7-5021-2804-2/TE · 2193（课）

定价：28.00元

普通高等教育“九五”国家级重点教材

石 油 地 质 学

张厚福　方朝亮　高先志
　　　　张枝焕　蒋有录　编

石 油 工 业 出 版 社

内容提要

本书从石油、天然气、油田水特征等感性知识入手，重点阐述现代油气成因理论及生、储、盖等基本成藏地质要素，油气的运移、聚集乃至各类油气藏的形成机制与特点，地温场、地压场、地应力场与油气藏形成的关系，还扼要介绍了流体势分析、异常压力流体封存箱、油气系统、流体历史分析、凝析气藏、固态气体水合物等与“三场”有关的新进展，通过油气生成及油气藏形成的研究，最终呈现为各级油气聚集单元，形成了我国及世界油气资源的分布轮廓，剖析了前陆、裂谷、克拉通等主要盆地类型的形成及特点，概括了解油气资源评价的任务与方法。

本书可作为高等院校石油地质专业教材，也可供地球物理勘探、地球物理测井、油气田开发等相关专业师生以及生产和科研单位石油地质工作者参考。

图书在版编目（CIP）数据

石油地质学/张厚福等编．
北京：石油工业出版社，1999.9
普通高等教育“九五”国家级重点教材
ISBN 7－5021－2804－2

Ⅰ．石…
Ⅱ．张…
Ⅲ．石油天然气地质－高等学校－教材
Ⅳ．P618.130.2

中国版本图书馆 CIP 数据核字（1999）第 51819 号

石油工业出版社出版
（100011 北京安定门外安华里二区一号楼）
石油工业出版社印刷厂排版印刷
新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 22½印张 554 千字 印 3001—6000
1999 年 9 月北京第 1 版 2002 年 1 月北京第 3 次印刷
ISBN 7－5021－2804－2/TE·2193（课）
定价：28.00 元

序

人类有史以来，虽然早已在中国四川、中东波斯湾、原苏联巴库和美国宾夕法尼亚州发现了各种产状的石油和天然气苗，并进行了小规模的钻井采油采气，但对油气分布规律性的认识，早期仅限于在油苗附近找油找气。直到1885年美国地质学家I. C. 怀特发表背斜学说的理论后，油气勘探才在全世界获得了蓬勃的发展。石油地质学家从此根据地质构造的知识和测量来预测哪里有石油和天然气。由于运用背斜学说在全世界各含油气盆地找到了许多重要的油气田，这个学说现在还是像当时一样为勘探家所遵循。1917年在委内瑞拉马拉开波盆地发现了单斜型的玻利瓦尔湖岸大油田；接着，1930年美国在得克萨斯盆地东缘发现了大型地层圈闭东得克萨斯油田。这些事实令石油地质学家极大地振奋，并在认识上有了提高。1956年美国著名石油地质学家A. I. 莱复生在出版的《石油地质学》一书中提出了"圈闭"（Trap）的概念。在该书中，他把储油圈闭划分成构造圈闭、地层圈闭和混合圈闭三大类。其后，在世界范围内以寻找"圈闭"为主线的石油勘探活动推向前所未有的规模，发现了众多的大油气田，使世界原油年产量由1900年产2000×10^4t，至1950年产5×10^8t，1980年后达到30×10^8t的水平。天然气年产量亦由1900年产几十亿立方米，至1950年产$3000\times10^8m^3$，1990年后达到$22000\times10^8m^3$。1991年在美国AAPG62号报告中，由L. B. Magoon和W. G. Dow主编的"油气系统——从烃源岩到圈闭"出版。他们提出了石油地质学中的一个全新的概念——Petroleum System。这一概念总结了70年代以来石油地质学、石油勘探地球物理学和有机地球化学的新方法、新成果，试图找出一条由盆地模拟到趋势带到勘探目标区的较精确的油气地质定量化的评价和预测方法，试图在国际竞争和低油价市场形势下用加强区域性综合研究来降低投资的风险性。"最终目的是要找到可以获得利润的石油和天然气。"

我国是世界上最早发现、开采和利用石油及天然气的国家之一。"石油"一词是北宋著名科学家沈括（1031—1095年）在《梦溪笔谈》中首次提出的。南宋1253年在四川自流井即有深58丈的钻井记录。清代1840年自贡磨子井更创造了钻达井深1200m的嘉三深部主气层的记录。我国在900多年前已经展开了钻井地质录井工作，每口井建有"岩石簿"，是一种日志式的钻井地质记录，至今还保留在自贡市盐业博物馆内。清政府于1878年在台湾苗栗出磺坑开设矿油局，1905年在陕西延长设石油官厂从事石油开采。我国老一辈地质学家李四光、黄汲清、谢家荣、孙健初和潘钟祥等对创建我国近代石油地质学均作出了贡献。1939年甘肃老君庙油田的发现、1939—1944年四川石油沟气田和圣灯山气田的发现标志着我国近代油气工业的开始。

1951年孟尔盛著《石油地质学》在上海龙门书店出版，这是他为南京矿专学员所写的讲课教材。其后，1959年北京地质学院出版了由苏联Г. Е. 梁布兴和我国潘钟祥主编的《石油地质学原理》，1961年北京石油学院主编的《石油地质学》教科书亦由中国工业出版社公开发行，西北大学等院校亦编著了相应的教材。这些教材都为培养我国石油地质专业人才起了重要作用。这批学员毕业后努力工作，四处奔波；从西部玉门油田、克拉玛依油田、青海油田，到东部大庆油田，渤海湾盆地胜利、大港、辽河、华北、中原油田和渤海海域，

东南沿海大陆架，中部四川和鄂尔多斯油气田，到全国各探区，都布满了他们的足迹。1950年我国原油产量仅 $200 \times 10^4 t$，天然气年产量仅 $1000 \times 10^4 m^3$。由于数百个新油气田的发现和投入开发，1980 年原油产量达到 $1.05 \times 10^8 t$，天然气年产量达到 $142 \times 10^8 m^3$。石油地质学理论的发展与油气勘探开发的进展相辅相成。油气勘探开发的进展不断提出石油地质的新问题，通过研究解决这些问题丰富了我国石油地质学的理论。以"源控论"为核心的陆相生油理论，中国含油气盆地构造分析，中、新生代陆相湖盆沉积储层精细研究，复式油气聚集带油气分布规律研究，古潜山油气藏理论，煤成烃理论及海相古生界油气藏勘探等方面逐步建立了有中国特色的石油地质理论体系，为我国油气工业的发展作出了贡献。

进入 80 年代以来，是我国《石油地质学》的繁荣创作时期。西北大学石油地质教研室主编的《石油地质学》1979 年由地质出版社出版发行。张万选、张厚福主编《石油地质学》（第一版）1981 年由石油工业出版社出版发行。王尚文主编《中国石油地质学》1983 年由石油工业出版社出版发行。潘钟祥主编《石油地质学》1986 年由地质出版社出版发行。陈荣书、袁炳存编《天然气地质学》1986 年由武汉地质学院出版社出版发行。包茨主编《天然气地质学》1988 年由科学出版社出版发行。张厚福、张万选主编《石油地质学》（第二版）1989 年由石油工业出版社出版发行。陈荣书主编《天然气地质学》（第二版）1989 年由中国地质大学出版社出版发行。戴金星、戚厚发、郝石生主编《天然气地质学概论》1990 年由石油工业出版社出版发行。戴金星、裴锡古、戚厚发主编《中国天然气地质学》（卷一）1992 年由石油工业出版社出版发行。陈荣书主编《石油及天然气地质学》1994 年由中国地质大学出版社出版发行。

最近，由石油大学（北京）张厚福主编的《石油地质学》将由石油工业出版社出版。该教材引进了 90 年代以来石油地质学原理的新进展，包括"三场"（地温场、地压场、地应力场）与油气藏形成分布的关系，油气系统、异常压力流体封存箱，异常地层压力，气体水合物，未熟—低熟油，煤成烃，油气无机成因，生储最佳厚度组合等国内外最新科研成果，并在油气资源分布一章增加了前陆盆地、裂谷盆地、克拉通盆地等典型解剖。该教材可作为高等院校学生和研究生的教材，也可供广大石油地质工作者参考使用。

中国科学院院士

李德生

1999 年 1 月

前 言

《石油地质学》（第二版）自1989年问世以来，受到兄弟院校师生和现场科技人员的欢迎与好评，荣获1995年中国石油天然气总公司优秀教材特等奖，这些都是对我们的鞭策与鼓励，同时也是对我们的更高要求与期望。根据国家教育委员会教高［1997］16号文件的精神，确定笔者申请立项的《石油地质学》教材，列为为培养跨世纪人才而编写的“九五”期间国家级重点教材，要求树立精品意识，努力提高教材的内在质量。同时，结合学校为培养石油地质学教学及教材建设的接班人，特地组织了老新结合、以老带新的教材编写小组，制定了新编《石油地质学》教材的编写计划。

在笔者剖析了美、俄、澳、英、日等国著名石油地质学教材[99,95,117,135,94]及国内各院校所编教材[91,44,30]特点的基础上，编写小组广泛开展了国内外文献、专著及科研成果的调查研究，结合90年代以来培养大学生、研究生的教学经验，建立新的教材体系，拟定新的编写大纲。

随着世界油气勘探的进展，石油工业形势日趋严峻，地质、地理条件较好的易找油气田愈来愈少，勘探难度日益增大，世界剩余石油可采储量及总可采资源量均呈下降趋势。这种勘探形势迫使油气勘探理论和技术必须有巨大进展，才能适应世界油气勘探的持续发展。因此，从全球范围看，除70年代以来相关边缘学科蓬勃发展外，90年代前后石油地质学基本原理也获得了显著进展，“三场”（地温场、地压场、地应力场）对油气藏形成分布的控制作用、油气系统、异常压力流体封存箱、固态气体水合物等新理论、新思维、新方法，为石油地质综合评价研究提供了新的科学依据；国内“七五”、“八五”科技攻关取得了许多可喜成果，煤成烃、轻质油、未熟—低熟油的确认与研究、天然气成因类型及其地球化学特征、油气运移机理及油气藏类型、含油气盆地的形成与类型、第二次全国油气资源评价方法及成果等新理论、新方法，促进了我国一系列大油、气田的发现及滨浅海、新疆三大盆地等新领域的油气勘探，保证了油气储量、产量的持续增长。

近10多年来，我们主持或参加完成了我国大中型油气田成藏模式、区域储层评价技术、我国天然气成因类型及其特征、京津地区油气分布重新评价、南方海相油气系统评价、陕甘宁盆地上古生界天然气藏形成与分布、吐哈盆地油气藏形成机理、柴达木盆地石油地质综合研究与评价等国家级或部级重大科技攻关项目，多项获得国家级或部级科技进步奖。我们经过提炼上升，吸取精华充实教学内容，1990年为中国石油天然气总公司轮训全国各油田技术领导干部的“滚动勘探开发微机工作站培训班”开设了“石油地质学进展”课，讲授与油气勘探有关的边缘学科新技术，受到好评；近几年来，综合国内外石油地质学原理的重要进展，结合自己的科研成果，在石油大学（北京）地球科学系开设了研究生学位课——高等石油地质学，并为多期各种地质、物探培训班讲授，引起各界注意，随后应邀赴大庆、胜利、新疆、四川、江苏、昆明、杭州、涿州、高碑店、上海、广州等油田院所讲授；并为油气勘探高级管理技术人员编写了培训教材《石油地质学新进展》[55]，这些新理论、新技术将会促进“九五”乃至下世纪初的油气地质科技攻关并为本教材的编写奠定了基础。

为了充分反映本学科上述国内外的最新科技成果，充分反映以教材内容和课程体系改革

为重点的教学改革成果，贯彻“少而精”的原则，我们在新编《石油地质学》教材编写过程中采取了下列措施：

（1）根据自然界油气生成到油气矿藏形成的客观发展过程，根据学生循序渐进、由浅入深的认识规律，建立了三篇十章的全新教材体系，三篇名为现代油气成因理论及储盖要素、油气成藏原理、油气分布及资源评价，体现了各篇的重点内容。

（2）删去以往教材中某些陈旧、繁琐、重复的内容，如油气田类型（与油气藏重复）、碎屑岩储集层形成条件（陈旧，改写）、压实公式推演（繁琐）、油气资源评价（与其他课程重复，方法陈旧，改写为概述）。

（3）增加“三场”与油气藏形成的关系、油气系统、异常压力流体封存箱、固态气体水合物、未熟—低熟油、煤成烃、油气无机成因、天然气成因类型、生储最佳厚度组合、流体史研究等国内外最新科技成果。

（4）为引导学生掌握要点、复习思考，在体例上每章列有提要及思考题；重要参考文献加角注，便于学生课外查阅。

（5）为培养学生动手及综合分析—写作能力，配合教材内容另编《石油地质学实验—习题集》。

编写中采用全国自然科学名词审定委员会公布的石油名词以及量和单位的国家标准。对部分引用国外资料，保留了英制单位，但给出了换算关系。

本教材由石油大学（北京）张厚福教授主编。编写人员分工如下：张厚福主持并组织新编教材的申请立项、体系结构、编写大纲、分工起草及全部书稿的审查定稿，并执笔编写前言、绪论、第六章、第八章、第九章第1、2节；方朝亮编写第一章、第五章、第九章第4节、第十章第1节；高先志编写第二章第5节、第三章、第四章、第九章第3节；张枝焕编写第二章（除第5节）、第九章第5节、第十章第2、3节；蒋有录编写第七章。

根据中国石油天然气集团公司学科教学指导委员会的安排，聘请石油大学（北京）郝石生教授和大庆石油学院陈章明教授担任本教材的主审人，他们在百忙中抽时间认真审查，提出的宝贵意见对提高教材质量起了重要作用；承蒙中国科学院院士、我国著名石油地质学家李德生教授亲自挥笔为本教材作序，是对我们编著者的巨大鼓舞与鞭策；石油大学（北京）教务处及地球科学系的领导和老师们给予了热情支持与帮助，在此一并致以衷心谢意。

限于我们的水平与时间，错误及欠妥之处，恳请读者批评指正。

主　编

1999年1月　北京

目　录

第二篇　油气成藏原理

第三篇 油气分布及资源评价

绪　论

第1节　石油地质学的任务

石油和天然气在国民经济中占有极其重要的地位，现在已经能够从中提炼出3000多种产品，应用到各个领域。在我国实现农业、工业、国防、科学技术四个现代化中，石油和天然气是非常宝贵的燃料、润滑油料及化工原料。石油被誉为工业的血液，从石油中提炼的汽油、煤油、柴油等是汽车、拖拉机、火车、飞机、轮船的优质动力燃料，超音速飞机、火箭、导弹、飞船等现代化武器的燃料也离不开石油产品；石油和天然气具有发热量大、燃烧完全、运输方便、减少空气污染等优点，使其在世界能源消费结构中所占的比例越来越大，目前，各种能源排列顺序是石油40%、煤炭27.4%、水电25.3%、天然气22.9%和核能7.1%[1]。石油又是重要的润滑油料，从微小精密的钟表到庞大高速的发动机，都需要润滑才能转动，所以人们将润滑油料视为机器的"食粮"。

更为重要的是，石油和天然气作为化工原料的总趋势已经形成，乙烯、丙烯、丁二烯、苯、甲苯、二甲苯、乙炔、萘等化学工业应用的主要基础原料多来自石油和天然气。目前，77%的乙烯是从天然气加工分离出来的乙烷和丙烷热解制成[2]，这种活泼多变的分子，其衍生物成为石油化学工业的主干原料，所以往往用乙烯产量来衡量一个国家的石油化学工业水平；丙烯有87%来自石油炼制产品，主要用途是生产高辛烷值汽油；苯、甲苯、二甲苯等环状有机化合物主要来自石油，它们都是汽油的重要辛烷值组分。上述石油化工产品的范围很广，既包括各种染料、农药、医药，又包括生产量大、应用面广的三大合成材料（即合成纤维、合成橡胶、合成塑料），还有重要的无机化工产品，如合成氨及硫磺等。合成氨是主要的化学肥料，世界上70%以上合成氨都来自天然气或石油。上述这些品种繁多的石油化工产品都是国民经济不可缺少的重要材料。

所以，我们在建设社会主义现代化强国的过程中，发展石油和天然气工业有着十分重要的意义。

作为石油地质工作者的任务就是要更快地找到更多、更大的油气宝藏，查明地下油、气资源，为高速发展石油工业奠定物质基础。我们伟大的祖国幅员辽阔，在九百六十万平方公里土地上和那一望无垠的沿海大陆架，沉积盆地星罗棋布，沉积岩系分布普遍，不仅有面积巨大的陆相沉积盆地，而且拥有海相碳酸盐岩系异常发育的广大区域，蕴藏着丰富的石油和天然气资源。但是石油和天然气深埋地下，又是流体，控制它们分布的自然条件复杂多变。那么，究竟是哪些条件，如何控制地壳上油气资源的分布？应该到何处去寻找油气宝藏？这就是石油地质学所要回答的主要问题。

石油地质学是矿床学的一个分支，是在石油和天然气勘探及开采的大量实践中总结出来的一门新兴学科。它是石油及天然气地质勘探领域的重要理论基础课。学习这门课程的目的

[1] 据英国BP能源统计，1994年6月。

[2] Heldman，J.D. 等：石油化学品，《美国大百科全书》（中译本），科学出版社。

是培养学生学会以辩证唯物主义为指导，综合运用地质、物理、化学及生物等学科的基础知识，来认识油气矿藏的形成及分布规律，明确寻找油气的方向，以便为勘探及开发油气矿藏奠定理论基础；并且在实际工作中，全面地、综合地、辩证地分析各个区域的具体地质特征，揭露和解决一个又一个矛盾，科学地预测区域的含油气远景。

第2节 石油地质学的内容

从油气的生成到油气矿藏的形成，是客观事物不断发展和转化的过程。在石油和天然气的生成阶段，必须探讨有机物质或无机物质能否向石油及天然气转化？当各种条件具备，它们则可能生成石油或天然气。在油气生成之后，必须进一步探讨这些分散状态的油气能否聚集起来形成油气矿藏？又受哪些因素制约？油气矿藏形成之后，事物的发展并未结束。在一定条件下，油气矿藏可能遭受破坏；逸散的油气遇到新的合适条件，仍然可能再集中，引起油气矿藏的再形成……如此螺旋式地前进，不断向前发展，这就是自然界石油和天然气从生成到油气矿藏形成的客观发展过程。所以我们将石油和天然气的生成、运移、聚集、破坏、再聚集……视为一个统一的发展过程。油气来源是基础，油气运移是纽带，油气矿藏是目标，油气资源是结果。石油地质学就是要研究自然界中油气这个复杂系统中的方方面面，探讨油气矿藏形成与破坏的动平衡过程，查明今天地壳上油气宝藏的分布规律。

所以，在建立石油地质学的课程体系时，必须由表及里、由浅入深，正确反映上述客观事物本身的发展规律，以便使学生从掌握感性认识逐步发展到理性认识，又从理性认识能动地指导石油地质的生产实践及科学研究。我们按照这种认识规律，将整个课程内容分为十章，建立了以下体系：首先阐明什么是石油和天然气，它们有哪些特征？使学生获得初步的感性认识；随着认识过程的深化，从感性发展到理性，系统讲授石油和天然气的现代成因理论及运移、聚集等油气成藏的基本原理，分析“三场”（地温场、地压场、地应力场）对油气藏形成全过程的影响；在掌握了油气藏（油气聚集的基本单元）形成机理后，用以剖析各类油气藏的形成条件及分布特征；然后逐步扩大到油气田、油气聚集带、含油气区及含油气盆地等各级油气聚集单元，并用系统论的观点将它们联成一个复杂的整体。最后，再回到实践中去改造世界，指导生产和科学研究，教给学生一些思路，在扼要了解我国及世界油气资源分布轮廓的基础上，使其善于综合应用本课程的基本理论和其他地质基础知识，学会综合分析典型含油气盆地的油气地质特征，做出含油气远景评价，科学地指出寻找油气宝藏的方向。

在选择各部分的具体内容时，根据我国生产实践和科学研究的需要，纵观国内外石油地质科学的现代发展水平，展望21世纪世界油气勘探的新趋势，比较详细地阐释了油气成因、油气成藏原理及油气分布规律，作为石油地质学的核心内容。

第3节 我国油气勘探简史

我国是世界上最早发现、开采和利用石油及天然气的国家之一，根据史料记载已有3000多年的历史。由于天然气比石油更易从地层中逸出，遇到野火、雷鸣就会燃烧，因此，在历史上认识天然气早于石油。

早在3000多年前（公元前1122—公元前770年间）周代《易经》就有了“上火下泽”，

"火在水上"、"泽中有火"等记载，阐明了可燃的天然气在地表湖沼水面所出露的气苗。

最早的石油记载见于1900多年前班固著《汉书·地理志》："高奴，有洧水，可蘸"。高奴系指今陕西省延安县一带，洧（音渭）水是延河的一条支流，蘸乃古代燃字。这是描述水面上有像油一样的东西可以燃烧。可见约在2000年前我国就发现了能够燃烧的陕北石油。

公元267年晋朝张华著《博物志》详细描述了甘肃省酒泉县石油的特征："酒泉延寿县南山出泉水，大如筥，注地为沟，水有肥，如肉汁，取著器中，始黄后黑，如凝膏，然极明。……彼方人谓之石漆水"。表明当时称石油为石漆水，且已开始观察和采集，用作膏车和燃烧、照明。

9世纪初唐朝李延寿在《北史·西域传》中记载了"（龟兹）西北大山中，有如膏者流出成川。行数里入地，状如醍醐，甚臭"。龟兹即今新疆南部库车一带，远在1100多年前我国就发现库车一带的沥青宛如奶酪一样粘稠，具有臭味。

科学术语"石油"是北宋著名科学家沈括在《梦溪笔谈》中首次提出的："鄜延境内有石油，旧说高奴县出脂水，即此也"。"石油……生于水际沙石，与泉水相杂惘惘而出"。他在描述了陕北富县、延安一带石油的性质和产状后，进一步推论了石油的利用远景："此物后必大行于世，……盖石油至多，生于地中无穷，不若松木有时而竭"。他还第一次用油烟做墨，即现代的所谓炭黑。

在历史上，石油不仅用于润滑、照明、燃烧和医药，而且很早就用于军事上。《元和郡县志》记载公元576年，酒泉人民用油烧毁突厥族攻城的武器，保全了酒泉城。北宋神宗六年（公元1073年）在京都汴梁军器监设有专门的"猛火油作"，加工石油制作兵器。

我国四川劳动人民最早利用天然气煮盐在世界上都是闻名的。晋朝常璩（音渠）在《华阳国志》中记载了2200年前（公元前221—公元前210年）的秦始皇时代，四川临邛县郡（即今邛崃县）西南劳动人民钻井开采天然气煮盐的情景："有火井，夜时，光映上照。民欲其火，先以家火投之，顷许如雷声，火焰出，通耀数十里，以竹筒盛其光藏之，可拽行终不灭也。井有二水，取井火煮之，一斛水得五斗盐"。有时一口火井可烧盐锅700口。

天然气煮盐促进了我国钻井技术的迅速发展。公元前256—公元前251年秦朝李冰为蜀守时就发明了顿钻，并在四川广都成功地钻成了第一口采盐井。至公元前221—公元前210年，四川邛崃出现了用顿钻钻凿的天然气井。

我国是世界上最早开发气田的国家，四川自流井气田的开采约有2000年历史。《自流井记》关于"阴火潜燃于炎汉"的报导表明，早在汉朝就已在自流井发现了天然气。据《富顺县志》记载，晋太康元年（公元280年）彝族人梅泽在江阳县（今富顺自流井）发现石缝中流出泉水，"饮之而咸，遂凿石三百尺，咸泉涌出，煎之成盐"。自流井即因这口井自喷卤水而得名。

宋末元初（13世纪），已大规模开采自流井的浅层天然气。《富顺县志》描述"火井在县西九十里，深四五丈，经五六寸，中无盐水"。1840年钻成磨子井，在1200m深处钻达今三叠系嘉陵江统石灰岩第三组深部主气层，强烈井喷，火光冲天，号称"火井王"，估计日产气量超过$40\times10^4m^3$。"经二十余年犹旺也"（见《自流井记》）。从汉朝末年开始，在自流井大规模开采天然气煮盐以来，共钻井数万口，采出了几百亿立方米天然气和一些石油。这样长的气田开采历史在世界上也是罕见的。

我们中华民族的祖先，以其勤劳、勇敢和智慧，在认识、利用和开采石油及天然气资源方面一直走在世界前列，积累了丰富的知识和宝贵的经验，给我们留下了一笔极其珍贵的文

化遗产。

可是，近百年来，由于帝国主义的侵略和掠夺，封建主义和官僚资本主义的长期统治，使我国具有光辉历史的石油及天然气工业，解放前陷入奄奄一息的悲惨境地。帝国主义为了扼杀我国的石油工业，把中国当作他们倾销石油的市场，靠推销“洋油”来剥削中国人民，恶意捏造“中国贫油论”。解放前全国只有两个地质调查队，几十个地质勘探人员，90%以上的面积没有进行过石油地质调查。石油产量少得可怜，从1904—1949年45年间，全国只有几个小油田，石油累计产量不超过310×10^4t（表绪-1）。

表绪-1 我国1904—1949年原油产量表

年 份，年	产 量，t	年 份，年	产 量，t
1904	122	1941	243082
1905	464	1942	308064
1910	561	1943	320970
1915	2569	1944	300346
1920	1132	1945	175657
1925	3526	1946	101010
1930	65229	1947	65902
1935	125895	1948	89035
1940	172311	1949	121000

1949年中华人民共和国诞生后，在中国共产党的英明领导下，坚决贯彻自力更生、艰苦奋斗的精神，发现了许多油气田，石油年产量成倍上升，从解放前夕1948年的近9×10^4t，至70年代末期就突破了1×10^8t大关。早在1963年，敬爱的周恩来总理就向全世界庄严宣告：“我国石油基本自给，中国人民使用‘洋油’的时代已经一去不复返！”我们伟大的祖国彻底甩掉了“贫油”帽子，一跃而为石油出口国。这是多么翻天覆地的变化啊！

回顾新中国的石油勘探历史，大致经历了四个阶段：解放后前10年为第一阶段，开展全国石油普查，老一代地质学家李四光、黄汲清、潘钟祥、孙健初、谭锡畴、李春昱等陆续做过一些重要的石油地质调查研究工作，勘探重点在西部四川、陕甘宁、酒泉、准噶尔、柴达木、吐鲁番、民和等盆地，地表油气显示较多，已有少数油气田，地层出露较好，构造比较明显，除原有的老君庙、延长、圣灯山等油气田继续详探开发外，又陆续发现克拉玛依、冷湖、油砂山、鸭儿峡、蓬莱镇、南充等油田和川南一批气田，石油工业有了显著发展，但还没有根本改变进口石油的局面。1959年9月松辽盆地松基3井喷油使我国石油勘探工作进入了第二阶段，石油勘探的重点从西部转向东部大平原，60年代初期，在我国处在极端困难的情况下，开展了“松辽找油大会战”，拿下了大庆油田。从此，捷报频传，接连发现山东的胜利油田（1963年）、天津的大港油田（1964年）等等，石油年产量迅速增长，根本改变了我国石油工业落后的面貌。1975年任丘古潜山油田的发现，打开了石油勘探的新领域，首次在古老的中、上元古界白云岩中找到了巨大的地层油藏，标志着我国石油勘探工作进入了第三阶段，油气勘探向着更广阔的领域发展：不仅在中、新生界陆相地层，而且在古生界和中、上元古界海相地层中寻找油气藏；不仅找背斜、断层等构造油气藏，而且注意勘探古潜山、地层超覆、古三角洲、古河道等多种类型地层油气藏；1978年我国原油产量逾

亿吨，迈入世界产油大国行列。80年代末以来，我国石油工业坚持“稳定东部、发展西部、油气并举”的勘探战略，在西北塔里木、准噶尔、吐哈三大盆地及东南沿海加强勘探，展示了第四阶段的特点：1989年吐哈盆地台参1井侏罗系煤系地层喷油，发现鄯善、丘陵等一批大中型煤系油气田，相继在准噶尔盆地东部及腹地、塔里木盆地北部、酒泉东部盆地、三塘湖盆地、焉耆盆地等地区的侏罗系煤系地层获得重要发现，展现出侏罗系煤系地层的找油气前景；塔里木盆地这个被国内外石油地质学家寄予厚望的世界最大的油气勘探“处女地”，在自然地理及人文地理条件极为困难的情况下，经过近10年的艰苦努力，探明了16个大中型油气田及发现一批含油气构造，初步揭示出它的前景[38]；近海油气勘探更是喜人，在渤海、南海、东海均已开出油气灿烂之花，年产量石油达 1600×10^4t、天然气 40×10^8m^3，预计到2005年将会实现三个千万吨（渤海石油 1000×10^4t、珠江口石油 1000×10^4t、南海西部天然气 100×10^8m^3）❶。

解放以来，我国油气勘探取得了辉煌成就，发现了一大批油、气田。截止1997年底，已找到493个油田、145个气田，油气产量持续稳定增长，1997年产油量达 1.6×10^8t、产气量 223×10^8m^3，跃居世界第五大产油国。世界银行1998年全球经济发展指数报告将中国列为世界第三能源生产大国，能源生产相当于 8.67×10^8t 石油。

与此同时，我国还成长起来一支油气地质勘探和科学研究队伍。在石油地质理论及其有关的边缘学科研究领域都做出了很大贡献。在生油理论方面，应用现代有机地球化学方法，系统研究了各主要含油气盆地的生油、气特征，破除了“中国贫油论”的理论束缚，批判了唯海相生油论的偏见，建立了陆相沉积盆地能够大量生油并可形成大型油气田的新理论，找到一批重要的陆相大油田，完成了全国油气资源评价，为今后的油气勘探指明了方向。在储集层研究方面，根据大量井下资料和数字地震资料，对古三角洲、古浊积扇和古河床砂岩体储集特征进行了宏观与微观研究，找出了形成高产油气田的有利地区；近几年来，扩大到研究碳酸盐岩和岩浆岩、变质岩储集体，尤其是对古岩溶和裂缝的形成条件及分布规律的研究取得了可喜的成就。随着油气勘探经验的不断积累，从中国大地构造特征出发，不但总结了背斜、断层等构造油气藏的形成及分布规律，而且对“自生自储”、“新生古储”和“古生新储”等复杂油气藏的聚油规律有了系统的认识，初步掌握了我国油气宝藏的形成和分布规律，为更大规模地开展油气勘探工作奠定了坚实的理论基础。我们相信：在不久的将来，中国大陆及其东南沿海必将成为世界上一个极为重要的产油气区域。

第4节　世界油气勘探简史

在世界上，石油和天然气很早就被人们发现了，中国古代文献上关于石油和天然气的记载已有两三千年历史，这是人类历史上最早的记载。在欧洲和中东将大量天然气苗当成“永恒之火”，拜火教盛行。一些油气苗、地沥青和各种沥青矿藏的地面露头，曾被视为奇迹吸引了不少游客。在人类历史上，石油在宗教、医药、照明、润滑、建筑、火攻等方面都起过重要作用。

最初，只有土法人工挖的浅井开采，并将石油当作商品买卖。公元前220年我国四川已用顿钻钻凿了天然气井，公元1835年在四川自流井钻的“兴海井”深度已达1001.4m，从

❶ 据龚再生在《油气成藏动力学研究技术讨论会》上的报告，1998年6月24日。

三叠系石灰岩中采出了天然气。19 世纪后半叶，俄国（1848 年在比比·埃巴特）、美国（1859 年在宾夕法尼亚州）相继钻成了各自的第一口产油井后，石油工业得到了发展。在这个时期，人们从石油中提炼煤油点灯照明，称为石油工业发展缓慢的“煤油时代”。20 世纪初，内燃机的广泛使用促进了石油工业蓬勃发展，从 1900—1940 年，石油主要用于提炼汽油，可称为“汽油时代”。1940 年后，化学工业的发展需要利用石油产品作为基础原料，提炼出的 3000 多种产品渗透到国民经济的各个领域，同时石油和天然气及其产品还是世界各国的动力燃料，在世界能源消费结构中已占 60%～70%。现代石油工业已发展到“燃料和化工原料时期”。

近代石油工业是在世界资本主义发展时期发展起来的。由于石油具有良好的燃烧性能，能给资本家带来巨额利润，各国资本家疯狂钻采石油，在 1860—1890 年 30 年间，原油产量几乎以每五年增加一倍的速度剧增（表绪－2），当时俄国产油量居世界首位，美国发展也甚迅速。由于发现一个高产油田或高产自喷井能使资本家发财致富，所以在石油工业中充满着投机与竞争，资本家争先恐后在本国滥采石油，往往一个油田被几家公司分采，不保护油层压力，致使能量过早枯竭，油田遭到破坏。20 世纪初期美、俄等国石油工业就是这样畸形发展起来的。

表绪－2　世界历年原油总产量

年　份，年	产　量，$\times10^4$t	年　份，年	产　量，$\times10^4$t
1860	7	1925	14640
1865	37	1930	19320
1870	80	1935	22680
1875	130	1940	29450
1880	410	1945	35540
1885	500	1950	53845
1890	1050	1955	79701
1895	1420	1960	108142
1900	2043	1965	155051
1905	2946	1970	232412
1910	4490	1975	266155
1915	5920	1980	299586
1920	9440	1985	280960

帝国主义垄断集团利用资本输出，控制了许多不发达国家的石油资源，首先侵入墨西哥、委内瑞拉、加拿大和印度尼西亚等国，后来在中东发现极为丰富的石油资源后，石油垄断集团纷纷侵入中东各国，先后控制了伊朗、伊拉克、科威特、沙特阿拉伯等国的石油开采权，使中东石油产量急剧增长。60 年代初期，中东各国相继实行石油国有化，丰富的石油资源才回到中东各国手中。现在，除上述四国外，土耳其、叙利亚、巴林、卡塔尔、阿布扎比、阿曼和阿拉伯联合酋长国等都产石油，并在波斯湾发现了许多海上油气田。1978 年中东的原油产量已达 10.46×10^8t，占世界总产量的 34.5%。近几年来沙特阿拉伯、伊朗、阿布扎比和科威特的原油产量一直位居世界前列（表绪－3）。

表绪-3 世界主要产油国家原油产量 $\times 10^4t$

1995年位次	国家	1995年	1994年	1995年位次	国家	1995年	1994年
1	沙特阿拉伯	39335.0	39085.0	9	英国	12575.0	12345.0
2	独联体	34750.0	35150.0	10	尼日利亚	9435.0	9415.0
3	美国	32725.0	33308.0	11	阿布扎比	9090.0	9175.0
4	伊朗	18270.0	17925.0	12	科威特	9000.0	9055.0
5	中国	14945.0	14805.0	13	加拿大	8990.0	8710.0
6	挪威	13600.0	12897.0	14	利比亚	6850.0	6900.0
7	墨西哥	13445.0	13425.0	15	印度尼西亚	6645.0	6595.0
8	委内瑞拉	12825.0	12315.0		世界总计	307224.0	302605.0

注：据美国《油气杂志》1995年年终号。

在世界石油开采史中，美国的原油年产量曾长期居世界首位，第二次世界大战结束后，苏联相继开发了伏尔加—乌拉尔和西西伯利亚等新区，发现若干大油气田，至1975年产量超过了美国，居世界第一位。

近20年来，北非撒哈拉大沙漠、西非尼日尔河三角洲、北美墨西哥、西欧北海和东亚中国都陆续发现了许多大油气田，大大改变了世界油气资源分布不平衡的状态，中国、挪威、墨西哥、尼日利亚和利比亚都成为世界主要产油国（表绪-3）。尤其是中国东南沿海大陆架吸引了世界许多国家石油地质界的注意力。

90年代苏联解体后，原油产量骤减，独联体退居第二位，沙特阿拉伯跃居世界之首（表绪-3）。1995年世界原油总产量已达30.72×10^8t。

与此同时，世界天然气勘探开发也有显著增长，1995年世界天然气产量达到$2.22\times 10^{12}m^3$，独联体、美国、加拿大仍居前列。

海上油气勘探开展较晚，尽管早在1900年在俄国里海沿岸和美国西岸码头钻了第一批海上井，但是真正离岸在浅水区从沉没驳船上钻第一批海上井，是到1930年从美国路易斯安那州滨外、委内瑞拉马拉开波湖和苏联里海巴库附近才开始的。1928—1930年委内瑞拉首先发现蒂·胡安纳和巴恰奎罗两个海上大油田后，许多国家都相继重视开展海上油气勘探，钻探技术及设备陆续有了显著改善，从海边陆缘钻定向井（1938年），滨外固定平台（1946年）、可移动式钻井装置（1954年），自升式钻井装置（1955年），到半沉没式钻井装置（1958年）等等，高度自动化的海上钻井装置大量投产，大大促进了海上油气勘探的迅速发展，现在估计全世界海洋石油地质储量约在2000×10^8t以上，已探明可采储量石油375×10^8t、天然气$30\times 10^{12}m^3$。1995年海洋石油产量已达10.17×10^8t，占世界总产量的30%；天然气产量$4800\times 10^8m^3$，占世界总产量的21%。今后必将成倍增长。

第5节 油气地质勘探动向

世界石油工业的发展，已有100多年历史。公元1860年世界原油产量只有7×10^4t❶，至1978年已增达30.32×10^8t，约增长了43675倍，全球共约累计采出了500×10^8t石油❷。

❶ P.D. 托瑞等，世界石油资源，《第六届世界石油会议论文集》第八卷（中译本），1965年，中国工业出版社。按7.2桶折合为1t石油，$1ft^3$折合为$0.02832m^3$天然气计算，下同。

❷ 美国杂志，《World Oil》，1979，Vol.189，No.3，将英制换算为公制。

事实上，世界油气勘探尚有很大潜力，全球共约有600个沉积盆地，其中约200个尚未或很少勘探；240个已进行一定程度勘探，但尚未见商业发现；目前产出了商业石油的盆地只有160个❶。据美国M. T. 哈尔布特估计，世界沉积盆地中约有50%最终将会采出工业石油，所以至少尚有100多个未勘探盆地会产出石油。1994年在挪威首都奥斯陆召开的第14届世界石油会议估计：世界石油总可采资源量预测为3113×10^8t，到目前为止，在已探明的油田中，剩余可采储量约1511×10^8t，预计还可以找到的潜在资源量约有石油644.8×10^8t、天然气$1325\times10^{12}m^3$。

展望世界各国油气地质勘探动向，可以归纳为下列诸方面：

（1）寻找多种类型油气藏：尽管多年来油气勘探及开发对象都是以背斜油气藏为主，但是，自从20世纪20年代末期在委内瑞拉马拉开波盆地发现了著名的玻利瓦尔湖岸大油田（1917年）、美国得克萨斯州发现了潘汉德—胡哥顿大气田（1918年）后，查明其中的油气聚集与背斜构造无关，而是受地层超覆、断层、地层不整合及古潜山等封闭控制。因此，油气勘探不再单纯根据“构造学说”寻找背斜油气藏，而是更加广泛地发展为多种类型油气藏，特别是地层油气藏和裂缝油气藏已经日趋重要。现在，地震地层学、层序地层学、沉积学、岩相古地理学及地质力学等学科的进展，大大促进了多种类型油气藏的发现和勘探。

（2）向深部钻探：随着科学技术的发展，井深超过6000m（20000ft）的超深井钻探日渐增多，以向深部地层寻找油气资源。我国在四川盆地于1977年成功地钻成一口7175m深的超深井。美国安纳达科盆地是世界上超深井最为集中的探区，1974年在沃希托县完成了世界级超深井，深达9583.2m（31441ft），1972年在贝卡姆县于7335～7482.1m深处钻开了世界最深产气层。近20年来，俄罗斯、墨西哥钻获许多深部大油田，引起世人注意。90年代以来，我国东部渤海湾及松辽等盆地也加强了深部勘探研究。从世界钻探结果来看，在深部地层中发现气藏和凝析气藏的数量大大超过油藏，因此，随着超深井钻探增多，研究凝析气藏和纯气藏的形成及分布规律问题也逐渐引起人们的注意。

（3）寻找新探区：随着老探区油气资源的开发和消耗，在美国、原苏联等石油工业发展较早的国家，明显感到“能源危机”的威胁；很多国家则深刻认识到靠发展石油工业来繁荣国民经济是一条有效捷径。因此，近20年来，中国、墨西哥、挪威、阿尔及利亚、利比亚、尼日利亚等国突然跃居世界主要产油国的行列。中国东部大平原、原苏联西西伯利亚、北非撒哈拉大沙漠，西非尼日尔河三角洲、西欧北海、澳大利亚吉普斯兰及美国阿拉斯加都是近来发现的主要新探区；最近，中国的塔里木盆地和东南沿海，加拿大的北极地区都开始引人注目地投入了油气勘探工作。这些新探区的发现和开发，逐渐改变了世界油气资源分布的面貌。

（4）向海洋发展：随着大陆油气资源的消耗、海洋地球物理勘探和海上钻井技术装置的改善，大陆边缘的大陆架浅海区为世界油气勘探开拓了崭新的广阔领域。一般水深在200m以内的大陆架面积约有$3000\times10^4km^2$，具有较大的含油气远景。现在已有近百个国家开展了海上油气勘探，其中45个国家在海上找到了油气田，共发现了海上油气田约580个❷。中东波斯湾、欧洲北海、北美墨西哥湾、阿拉斯加库克湾、西非几内亚湾、南美加勒比海都

---

❶ Halbouty, M.T., Acceleration in global exploration-requirement for survival,《Bull. AAPG》, 1978, Vol.62, No.5, P739～751.

❷ 据美国Harry Whitehead,《近海油气开发辞典》（中译本），1987年，石油工业出版社。

已发现了储量、产量相当可观的油田或气田。值得强调的是环绕中国东南沿海海域，近十几年来已在印度尼西亚（爪哇海和望加锡海峡）、沙捞越、文莱、菲律宾和泰国湾等地共发现40多个海上油气田；并在中国渤海、南海、东海、海南岛北部湾都有重要新发现；所有这些都标志着中国东南沿海广大海域拥有巨大的含油气远景。

包括太平洋、大西洋、印度洋、北冰洋在内的地球上辽阔的海洋，总面积可达$3.4\times10^8km^2$，也可能蕴藏着大量油气资源。墨西哥湾深海考察证明，在水深3000m以上的深水盆地中仍见油气。1976年海上探井的水深记录刚突破千米关，现在美国和法国正在研究水深3000m海域的钻井新技术。看来人类征服海洋油气资源的日子为期不会太远了。

综观上述发展动向，我国都处于油气勘探形势极为有利的地位。无论在我国大陆，还是在东南沿海，海相和陆相沉积岩系都非常发育，分布广泛，拥有巨大的含油气远景，国际上已有许多重要评论。英国《经济学家》周刊1979年3月3日一期刊登的“中国的石油地质情况”一文评论道：“据保守的估计，中国陆上石油储量约53.4×10^8t，等于美国已探明的和可能探明的石油储量。人们普遍估计它的海上石油储量也同陆上差不多，约为55×10^8t。”并推测“中国肯定会成为一个重要的产油国。”美国地质学家、俄克拉荷马大学教授A.A.迈耶霍夫等在《挪威石油》杂志1978年2月号期刊上专文论述中国陆上和海上的石油潜力，尤其对东南沿海进行了详细评论：“最近的地球物理资料表明，中国大陆架也许是一个很有希望的资源区，……自从联合国主办了一次关于东海、黄海和南海的大规模科学调查以后，大家对这个广阔的大陆架地区发生了兴趣。……根据$1.2\times10^4km^2$连续地震反射剖面、磁力和测深资料，”认为我国东海大陆架“可能是世界上最丰富的石油聚集区之一。”总之，我国地大物博，油气资源非常丰富。让我们加快油气勘探步伐，为把我国建设成为一个现代化的社会主义强国而努力奋斗。

第一篇
现代油气成因理论及储盖要素

本篇从石油、天然气、油田水特征等感性知识入手，重点阐述现代油气成因理论及生、储、盖等基本成藏地质要素，为后叙油气矿藏的形成与分布奠定基础。本篇对油气有机成因理论及模式、未熟—低熟油、煤成烃、油气无机成因、天然气成因类型、储集层的形成与特征、盖层的封盖机理等重要内容均进行了剖析。

第一章　石油、天然气、油田水的成分和性质

提　要

本章系统阐明了石油沥青类的概念及油、气、水的物理性质和化学组成特征，并介绍了碳、氢、硫、氧、氮同位素的基本知识以及海相与陆相原油在碳同位素组成上的差异。

第1节　石油沥青类概述

一、石油沥青类与可燃有机矿产

天然气、石油及其固态衍生物，统称为石油沥青类。它们同煤类、油页岩、一部分硫，都是自然界常见的可燃矿产。它们多由古代的动物、植物遗体演变而来，属有机成因、又具有燃烧能力，总称为可燃有机矿产或可燃有机岩。

可燃有机岩在岩石圈中所占的地位如图1-1所示，它是沉积岩的一部分。沉积岩按成因不同可分为碎屑沉积岩、化学沉积岩及生物（有机）沉积岩三类。有机沉积岩是由各种古代生物遗体和其他矿物质堆积而成。按其是否具有燃烧性能可以区分为可燃有机岩和非可燃有机岩。

非可燃有机岩在自然界分布较广，种类繁多，如白垩、硅藻土、珊瑚礁块、有孔虫石灰岩、介壳石灰岩等。

可燃有机岩的种类也很多，分布也很广，尤其是它们具有燃烧性能，是极为重要的能源物资，成为国民经济中不可缺少的燃料和原料，因此引起世界各国的普遍关注。许多学者都致力于研究它们的产状、特性、成因及分布规律，以便大力开发和利用。



图1-1　可燃有机岩在岩石圈中的地位

二、可燃有机矿产的元素组成

组成可燃有机岩的主要元素是碳和氢，还含少量的氧、硫、氮等杂质元素。几种常见可燃矿产的主要元素含量列入表1-1。

由表1-1可知，各种可燃有机矿产的主要元素组成相似，表明其原始物质具有共同的来源，多来自动物、植物有机残体。近10年来，对石油成因的研究，发现同煤类有着一定的关系，尤其在光学特征上具有某些规律性的联系。

从表1-1也看出石油与煤类在元素组成上的区别：煤类所含碳量比石油中的多，而氢

却比石油中的少；氧在石油中也较少；C/H值以石油和沥青最小，煤类最大，并且随碳化作用的加剧而增加。

表1-1 几种可燃矿产的主要元素含量

可燃矿产名称	C，%	H，%	O，%	C/H
无烟煤	92~97	2~4	2~4	~45
烟煤	82~92	2.5~5	5~8	16~20
褐煤	65~70	5~6	25~30	13~16
泥炭	55~60	5~6	25~30	12~15
石油	80~88	10~14	~1	5.9~8.5
沥青	78~89	8~12	7~8	6~10
琥珀	85~86	10~12	3~5	7.3~8.2
腐泥岩	44~61	5~8	20~25	7~9

碳的热值为34.0MJ/kg（8140kcal/kg），氢的热值约为142.2MJ/kg（34000kcal/kg），即一个单位的氢所放出的热量是碳的四倍；氧则使可燃矿产的热值降低。因此，石油的热值比煤类大；煤类的含碳量越高，则煤质越好。

三、可燃有机矿产分类

根据物理状态，可燃有机矿产分为气态、液态和固态三类。

（1）气态可燃矿产：包括纯气田的气体、油藏内与石油伴生的油田气，以及煤型气、泥火山气、沼气等。

（2）液态可燃矿产：以石油为代表。

（3）固态可燃矿产：包括地沥青、地蜡、石沥青等石油衍生物，还有各种煤、油页岩、硫磺等。

根据在有机溶剂中的选择性溶解，可将石油沥青类的组分区分为油质、苯胶质、酒精—苯胶质、沥青质；用液相色谱可分离族分为饱和烃、芳香烃、非烃、沥青质。组分和族分是研究石油沥青类物理化学性质的基础。

第2节 石油的成分和性质

研究石油的化学组成和物理性质，对于查明油气的生成、运移、聚集和分布规律，制定开采、加工方案，评价油品的质量及综合利用石油的前景都具有非常重要的意义。

一、石油的化学成分

石油是由各种碳氢化合物与少量杂质组成的液态可燃矿物，主要成分是液态烃，其元素、烃类和非烃组成如下。

（一）石油的元素组成

组成石油的化学元素主要是碳、氢，其次为硫、氮、氧。从表1-2可看出：一般石油中碳的含量占84%~87%，氢的含量为11%~14%，两者在石油中以烃的形态出现，占石油成分的97%~99%。剩下的硫、氮、氧及微量元素的总含量一般只有1%~4%。但是，在个别情况下，主要由于硫分增多，这个比例可高达3%~7%。

表1-2 国内外某些石油的元素组成

石油产地		元素组成，%				
		C	H	S	N	O
中国	大庆（萨尔图混合油）	85.74	13.31	0.11	0.15	0.69
	胜利（101混合油）	86.26	12.20	0.80	0.41	
	孤岛	84.24	11.74	2.20	0.47	
	大港	85.67	13.40	0.12	0.23	
	江汉（混合油）	83.00	12.81	2.09	0.47	1.63
	克拉玛依（混合油）	86.13	13.30	0.05	0.25	0.28
原苏联	维雷克苏	80.61	10.36	1.05		8.97
	乌克兰	84.60	14.00	0.14	1.25	1.25
	老格罗兹尼	86.42	12.62	0.32		0.68
	卡拉·布拉克	87.77	12.37			0.46
美国	文图拉（加利福尼亚州）	84.00	12.7	0.4	1.70	1.20
	科林加（加利福尼亚州）	86.40	11.7	0.60		
	博芒特（得克萨斯州）	85.70	11.00	0.70	2.61	
	堪萨斯州	84.20	13.00	1.60	0.45	0.45

各油田石油的含硫量变化很大。多数油田石油的含硫量都不到1%，例如我国任丘油田为0.33%~0.43%，克拉玛依油田为0.05%；但是有些油田石油的含硫量却可高达4%~5%，如墨西哥石油就高达3.6%~5.3%。

石油中氮和氧的含量，很少超过1%~1.5%。大多数石油的含氮量很少，只有万分之几到千分之几，但也有个别地区的石油，如美国加利福尼亚第三系石油分离出许多含氮有机化合物，氮含量可达1.4%~2.2%。

除上述五种元素外，在石油中还发现其他微量元素，构成了石油的灰分。由于石油的性质不同，灰分含量的变化很大，从十万分之几到万分之几，胶质和沥青质含量多的石油，灰分含量往往也多。

采用发射光谱法和中子活化分析法从石油灰分中发现了59种元素，按其含量多少和常见程度列举如下38种（有括弧者，不是所有石油都含有的灰分元素）：

C、H、S、N、O、Fe、Ca、Mg、（Si）、Al、V、Ni、Cu、Sb、Mn、Sr、Ba、B、Co、Zn、Mo、Pb、Sn、(Na)、K、P、Li、Cl、Bi、Be、Ge、Ag、As、Gd、Au、Ti、Cr、Cd

如松辽盆地原油中已鉴定出Sr、Ni、Cu、Cr、Ba、Ga、B、Pb、Mo、Sc、V、Co等12种微量元素，其中含量较高的有Ni、Cu、Pb、Sr、Ba等5种。

这些元素近似自然界有机物的元素组成，说明石油与原始有机质存在着明显的亲缘关系。尤其是钒（V）和镍（Ni）是分布普遍并具成因意义的两种微量元素，引起各国学者的注意。从美国、加拿大、委内瑞拉、原苏联、澳大利亚及北非、西非、中东等国家和地区所取原油样品的测定，平均含钒63mg/L、镍18mg/L。委内瑞拉博斯卡原油含钒量高达1200mg/L，含镍量达150mg/L[16]。我国任丘原油含钒量0.6~12.1mg/L，含镍量8.1~56.6mg/L。近几年来，石油灰分中的钒、镍含量及其比值（V/Ni）已被用来确定生油岩有机相、油源对比，取得了可喜成果。所以，研究石油灰分的元素组成对解决石油成因和运移

聚集问题，都有着重要意义。

由上述元素组成可知，组成石油的化合物主要是烃类，其他非烃类则以含硫、含氮、含氧化合物的形态存在于胶质和沥青质中。

（二）石油的烃类组成

碳和氢两种主要元素组成各种碳氢化合物存在于石油中。按本身结构的不同可分为三类：

1. 烷烃

又名脂肪族烃，通式为 C_nH_{2n+2}，属饱和烃。在常温常压下，含1个到4个碳原子（C_1-C_4）的烷烃呈气态；含5个到16个碳原子（C_5-C_{16}）的直链烷烃呈液态；17个碳原子（C_{17}）以上的高分子烷烃皆呈固态。烷烃的密度、熔点及沸点均随相对分子质量增加而上升（表1-3）。所有烷烃的相对密度都小于1，几乎不溶于水（气态烃除外）。

表1-3　正烷烃的物理常数

名　称	分子式	熔点，℃	沸点，℃	相对密度（液态时）	物态通常状态
甲　烷	CH_4	−182.6	−161.6	0.424	气
乙　烷	C_2H_6	−182.1	−88.6	0.546	气
丙　烷	C_3H_8	−187.1	−42.2	0.582	气
丁　烷	C_4H_{10}	−138.0	−0.5	0.579	气
戊　烷	C_5H_{12}	−129.7	36.1	0.6263	液
己　烷	C_6H_{14}	−95.3	68.8	0.6594	液
庚　烷	C_7H_{16}	−90.3	98.4	0.6837	液
辛　烷	C_8H_{18}	−56.8	125.6	0.7028	液
壬　烷	C_9H_{20}	−53.7	125.6	0.7028	液
癸　烷	$C_{10}H_{22}$	−29.7	174.0	0.7179	液
十一烷	$C_{11}H_{24}$	−25.6	195.8	0.7404	液
十二烷	$C_{12}H_{26}$	−9.7	216.2	0.7498	液
十三烷	$C_{13}H_{28}$	−6.0	235.5	0.7568	液
十四烷	$C_{14}H_{30}$	5.5	251.0	0.7638	液
十五烷	$C_{15}H_{32}$	10.0	268.0	0.7688	液
十六烷	$C_{16}H_{34}$	18.1	280.0	0.7749	液
十七烷	$C_{17}H_{36}$	22.0	303.0	0.7767	固
十八烷	$C_{18}H_{38}$	28.0	300.0	0.7776	固
十九烷	$C_{19}H_{40}$	32.0	330.0		固
二十烷	$C_{20}H_{42}$	36.0			固

烷烃分子结构的特点是碳原子与碳原子都以单键C—C相连，排列成直链式。无支链者，为正构烷烃或正烷烃；有支链者，为异构烷烃或异烷烃。如

正　烷　烃：—C—C—C—C—　　—C—C—C—C—C—C—

异烷烃：

在石油中不同碳原子数正烷烃相对含量呈一条连续的分布曲线，称为正烷烃分布曲线，这说明石油中正烷烃同系物是一个连续系列。由于石油中正烷烃低分子比高分子多，因而在正烷烃系列的 C_{15}以内有一个极大值。

在石油烷烃馏分中，最重要的异烷烃是异戊间二烯型烷烃。其特点是在直链上每四个碳原子有一个甲基支链，在结构上宛如由若干个异戊间二烯分子加氢缩合而成。实际上，石油中的异戊间二烯型烷烃可能是天然色素或萜烯类衍生的产物。它在石油中的含量可达0.5%，现已发现 $C_9 \sim C_{25}$规则的异戊间二烯型烷烃。在沉积物和原油中，往往以植烷、姥鲛烷、降姥鲛烷、异十六烷及法呢烷的含量最高，其结构式为：

2，6，10，14－四甲基十六烷（植烷）：

2，6，10，14－四甲基十五烷（姥鲛烷）：

2，6，10－三甲基十五烷（降姥鲛烷）：

2，6，10－三甲基十三烷（异十六烷）：

2，6，10－三甲基十二烷（法呢烷）：

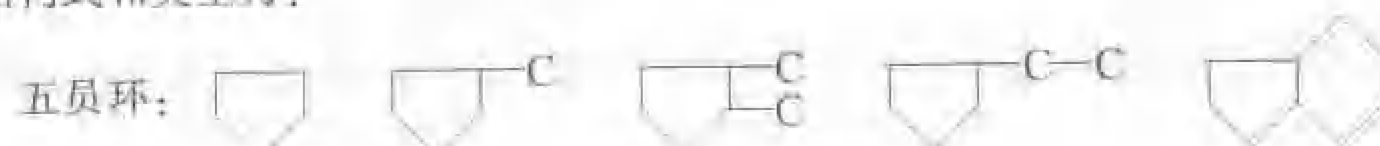
由于同源的石油，所含异戊间二烯型烷烃的类型和含量都非常相似，因此，近几年来常用其作油源对比的标志或“指纹”。我国某些原油中异戊间二烯型烷烃的分布见表1－4。

表1－4　我国某些原油中异戊间二烯型烷烃的分布

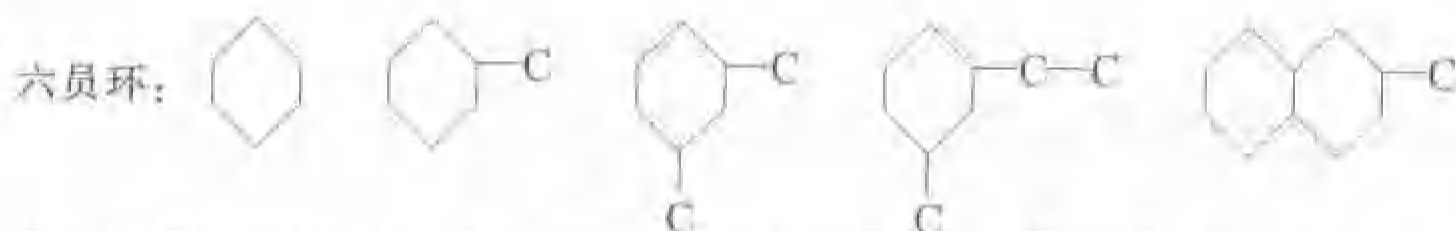
油田或地区	产层时代	植烷（Ph）	姥鲛烷（Pr）	降姥鲛烷（iC_{18}）	异十六烷（iC_{16}）	法呢烷（iC_{15}）
任丘	Zw	47.7～62.0	19.3～28.8	7.0～11.8	5.2～9.8	2.0～6.5
川南	Tc	21.9～22.8	21.3～29.7	17.6～22.9	18.6～28.7	6.9～15.4
孤岛	Ng	40.6～43.0	24.5～27.5	14.4～16.7	10.9～12.9	4.4～5.2
义和庄	Es	31.7～46.9	23.8～40.1	9.8～11.4	8.0～12.7	4.2～6.3
渤海	E	19.3～22.1	24.8～27.4	16.4～17.9	19.6～26.4	10.6～15.6
川中	J	22.0～22.8	35.1～38.8	15.3～15.8	16.3～19.3	7.0～7.7

2．环烷烃

这是一类性质与烷烃相似，但在分子中含有碳环结构的饱和烃。它们由许多围成环的多个次甲基（$—CH_2—$）组成。组成环的碳原子数可以是3、4……，相应称为三员环、四员环……。按分子中所含碳环数目，可以分为单环烷烃（通式 C_nH_{2n}）、双环烷烃（通式 C_nH_{2n-2}）、三环烷烃（通式 C_nH_{2n-4}）和多环烷烃。石油中的环烷烃多为五员环或六员环，其结构式和类型为：

五员环：

六员环：



由于碳原子所有的价已被饱和，所以环烷烃和烷烃一样，都是比较稳定的。环烷烃的密度、熔点和沸点都比碳原子数相同的烷烃为高，但相对密度仍小于 1。常见几种环烷烃的物理常数见表 1－5。石油中所含的环己烷、环戊烷与其同系物之间存在着一定关系，现在可以根据环己烷与环戊烷的比值来估计各种石油生成时的地下温度。我国克拉玛依原油中环己烷与环戊烷的比值为 3.6，玉门原油为 2.5。

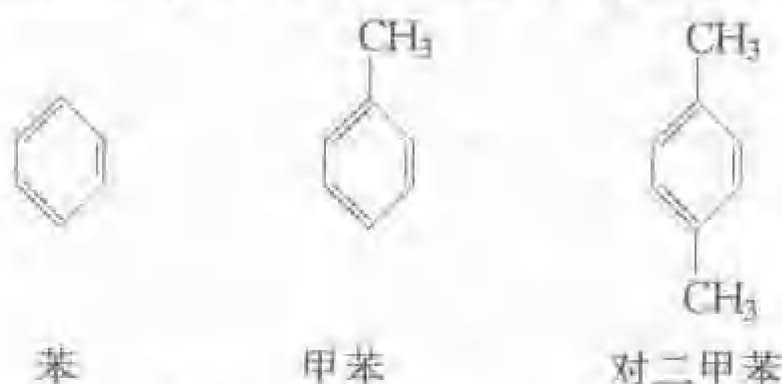
表 1－5　环烷烃的物理常数

名　称	结构式	相对密度（20℃）	熔点,℃	沸点,℃
环丙烷	▽	0.720（－79℃）	－127.6	－32.9
环丁烷	□	0.703（0℃）	－80	12
环戊烷	⬠	0.745	－93	49.3
甲基环戊烷	⬠—CH_3	0.779	－142.4	72
环己烷	⬡	0.779	6.5	80.8
甲基环己烷	⬡—CH_3	0.769	－126.5	100.8
环庚烷		0.810	－12	118
环辛烷		0.836	11.5	148

3、芳香烃

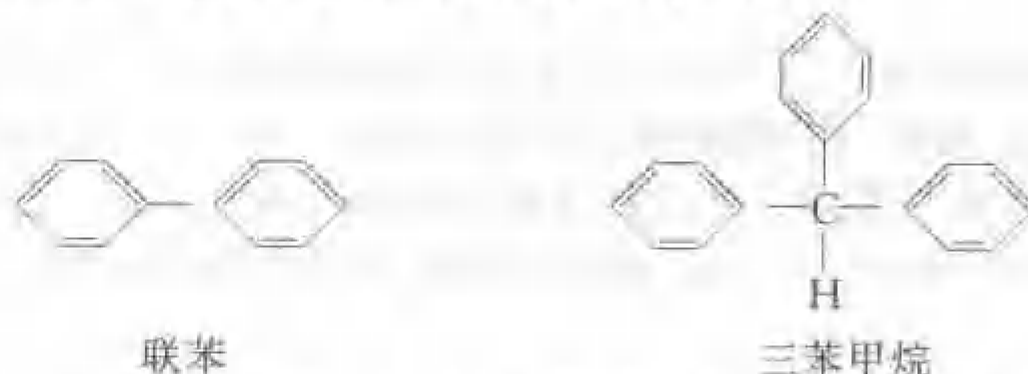
系指具有六个碳原子和六个氢原子组成的特殊碳环——苯环的化合物，其特征是分子中含有苯环结构，属不饱和烃。根据其结构不同可分为单环、多环、稠环三类芳香烃。

单环芳香烃是指分子中含一个苯环的芳香烃，包括苯及其同系物，如



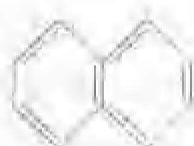
苯　　　甲苯　　　对二甲苯

多环芳香烃是指分子中含两个或多个独立苯环的芳香烃，如

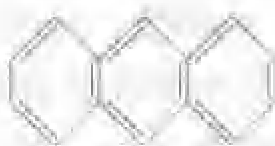


联苯　　　　　三苯甲烷

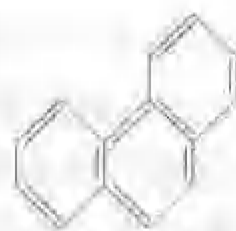
稠环芳香烃是指分子中含两个或多个苯环，彼此之间通过共用两个相邻碳原子稠合而成的芳香烃，如



萘



蒽



菲

在石油的低沸点馏分中，芳香烃含量较少，且多为单环芳香烃，如苯、甲苯和二甲苯。随沸点升高，芳香烃含量亦增多，除单环芳香烃外，出现双环芳香烃，如联苯。在重质馏分中还可能出现稠环芳香烃，如萘和菲，蒽的含量较少。

单环芳香烃不溶于水，但溶于汽油、乙醇、乙醚等有机溶剂。它们具特殊气味，有毒，相对密度一般为0.86～0.9，比水轻。几种单环芳香烃的物理常数见表1－6。

我国大庆原油200℃以下汽油馏分中，芳香烃含量为23.5%，胜利原油为30.9%。

（三）石油的非烃组成

石油所含的非烃化合物数量不少，尤其在重质馏分中含量更高。石油中的非烃化合物主要包括含硫、含氮、含氧化合物，它们对石油的质量和炼制加工有着重要影响。

1．含硫化合物

硫是石油的重要组成元素之一。它在石油中的含量变化甚大，从万分之几（如我国克拉玛依石油含硫量只有0.05%）到百分之几（如委内瑞拉石油高达5.48%）。硫在石油中可以呈元素硫（S）、硫化氢（H_2S）、硫醇（RSH）、硫醚（RSR′）、环硫醚（S）、二硫化物（RSSR′），噻吩（S）及其同系物等形态出现。

表1－6　几种单环芳香烃的物理常数

名　称	结构式	相对密度（20℃）	熔点，℃	沸点，℃
苯		0.879	5.5	80.1
甲　苯	$-CH_3$	0.867	−95	110.6
对二甲苯	H_3C-　$-CH_3$	0.861	13.2	138.4
乙　苯	$-CH_2CH_3$	0.867	−95	136.1
正丙苯	$-CH_2CH_2CH_3$	0.862	−99.6	159.3
异丙苯	$-CH(CH_3)_2$	0.862	−96	152.4
连三甲苯	CH_3, $-CH_3$, CH_3	0.894	−25.5	176.1

石油中所含的硫是一种有害的杂质，因为它容易产生硫化氢（H_2S）、硫化铁（FeS）、硫醇铁［$(RS)_2Fe$］、亚硫酸（H_2SO_3）或硫酸（H_2SO_4）等化合物，对机器、管道、油罐、炼塔等金属设备造成严重腐蚀，所以含硫量常作为评价石油质量的一项重要指标。

通常将含硫量大于2%的石油称为高硫石油；低于0.5%的称为低硫石油；介于0.5%－2%之间的称为含硫石油。一般含硫量较高的石油多产自碳酸盐岩系和膏盐岩系含油层，而产自砂岩的石油则含硫较少。由表1－2可知：我国原油多属低硫石油（如大庆、任丘、大港、克拉玛依）和含硫石油（如胜利）。原苏联伊申巴石油含硫量高达2.25%～7%，其他如墨西哥、委内瑞拉和中东的石油含硫量也较高。

2. 含氮化合物

石油中的含氮量一般在万分之几至千分之几。我国大多数原油含氮量均低于0.5%（表1－2），大庆原油含氮最少（0.15%），孤岛原油最多（0.47%）。

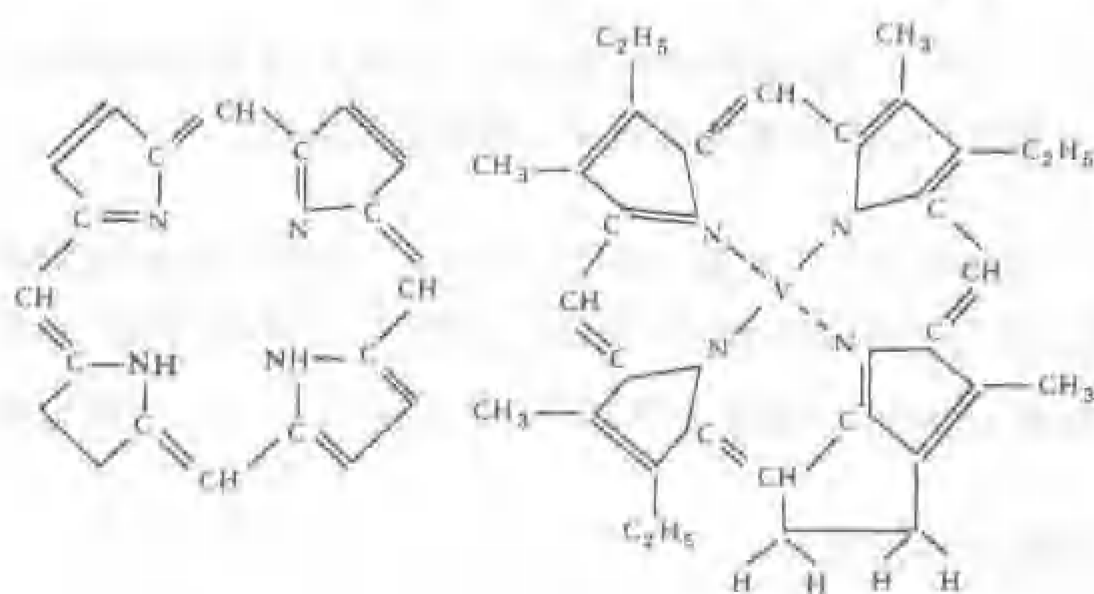


图1－2　卟啉和钒卟啉的结构式

石油中的含氮化合物包括碱性和非碱性两类。现已从石油中鉴定出的碱性氮化物多为吡啶、喹啉、异喹啉和吖啶及其同系物，非碱性氮化物主要是吡咯、卟啉、吲哚和咔唑及其同系物。其中以金属卟啉化合物最为重要，它的分子中包含四个吡咯环，被四个—CH＝基团相间联结而成，因此也称为胆族化合物。在石油中，钒、镍等重金属都与卟啉分子中的氮呈络合状态存在，形成钒卟啉和镍卟啉（图1－2）。我国原油一般以镍卟啉为主，从表1－7可知V/Ni比值都小于1。

表1－7　我国部分原油中的钒、镍含量

原油产地	钒，mg/L	镍，mg/L
大庆	<0.02	3.8
胜利	0.34	2.5～4.97
孤岛	0.72	13.6
大港	<1	9.0

金属卟啉化合物分子大多数存在于沥青质中，少数分布在渣油的油质和胶质中。卟啉化合物在石油中的含量变化较大，例如以第三纪陆相生物为母质的东营凹陷，其边缘样品几乎不含卟啉，而到凹陷中部含量达几百mg/L，最高近2000mg/L，这与沉积环境和埋藏深度等因素有关。

动物血红素和植物叶绿素都属胆族化合物（即卟啉化合物），前者为胆铁的络合物，后者是胆镁的络合物，它们同石油中这类化合物的结构相同。所以，在石油中发现卟啉化合物，对研究石油成因问题有重要意义。

3. 含氧化合物

石油中的含氧量一般只有千分之几，个别石油可高达2%～3%。氧在石油中均以有机化合物状态存在，可分为酸性氧化物和中性氧化物两类。前者有环烷酸、脂肪酸及酚，总称为石油酸；后者有醛、酮等，含量极少。

在石油酸中，以环烷酸最重要，约占石油酸的90%左右。它多属一元酸类，即有一个羧基，常为环戊烷的衍生物；但高分子环烷酸则有双环、多环环烷烃的衍生物。石油中的环烷酸含量因地而异，一般多在1%以下，如克拉玛依原油环烷酸含量为0.48%。环烷酸多集中在石油的250～350℃中间馏分中，而在低沸馏分和高沸重馏分中含量都较低。

环烷酸在水中的溶解度很小，高分子环烷酸实际上不溶于水，但均易溶于石油烃中。环烷酸很容易生成各种盐类，上述石油的灰分元素多呈环烷酸盐的形态存在。其中碱金属的环烷酸盐能很好地溶解于水，在与石油接触的地下水中常含这种环烷酸盐，可作为找油的一种标志。

上述碳、氢、硫、氮、氧五种主要元素在石油中可以构成巨大数量的化合物。不论其数量如何多，但其化学性质都取决于这些元素构成的官能团；每一种官能团都具有特殊的化学特征，在其所连接的各种有机化合物中起着相同的作用，例如$C_{15}H_{31}COOH$（月桂酸）和$C_{17}H_{35}COOH$（棕榈酸）都因含有羧基（—COOH）而被命名为某种有机酸，这些羧基多以类似方式产生化学反应。在石油中常见的官能团列入下表（表1-8）。

二、石油的物理性质

石油的物理性质，取决于它的化学组成。不同地区、不同层位、甚至同一层位不同构造部位的石油，其物理性质也可能有明显的差别。

表1-8　常见官能团一览表

名称		化学符号
烃基	甲基，乙基，丙基	$—CH_3$，$—C_2H_5$，$—C_3H_7$
	苯基	$—C_6H_5$
	任何烷基或主要烃基	—R，—R'，—R''
	任何主要芳香基	—Ar
含氧基	羟基（若连接脂肪基为“醇的”；若连接芳香基为“酚的”	—OH
	羧基	—C(=O)—OH
	酯	—C(=O)—OR
	羰基	C=O
	若R'是H则为“醛”；若R'是烷基则为“酮”	R—C(=O)—R'
	醚	R—O—R'
	甲氧基	$—OCH_3$
含氮基	氨基	$—NH_2$
	腈基	—C≡N
含硫基	硫醇	—SH
	硫醚	R—S—R'

（一）颜色

石油的颜色变化范围很大，从无色、淡黄色、黄褐色、深褐色、黑绿色至黑色。我国四川黄瓜山和华北大港油田有的井产无色石油，克拉玛依石油呈褐至黑色，大庆、胜利、玉门石油均为黑色。

无色石油在美国加利福尼亚、原苏联巴库、罗马尼亚、伊朗、印度尼西亚苏门答腊和特立尼达都有产出。无色石油的形成，可能同运移过程中，带色的胶质和沥青质被岩石吸附有关。

但是，不同程度的深色石油占绝大多数，几乎遍布于世界各含油气盆地。石油的颜色与胶质—沥青质含量有关，含量越高，颜色越深。

（二）相对密度

石油的相对密度变化较大。20℃时，一般介于0.75～1.00之间。如大庆原油相对密度为0.857～0.860，胜利原油0.90～0.93，克拉玛依原油0.86，大港原油0.84～0.86（表1－9）。

表1－9　国内原油物理性质参数

原油产地	取样时间	密度（20℃），kg/m³		API	运动粘度（50℃）mm²/s	凝点 ℃	蜡含量 %	沥青质 %	胶质 %
		原油	渣油						
大港枣园	1989年	881.9	986.0	28.2	845.2	33	26.1	0.61	15.7
吐哈胜金口	1961年	813.0	—	—	2.11	3.0	9.4	0	1.88
中原文留	1983年	832.1	929.8	37.7	7.27	33	25.1	0	5.4
辽河曙光	1977年	884.9	963.4	27.7	52.3	31	—	26.3	
华北任丘	1977年	882.1	—	28.2	43.38	34	—	—	—
克拉玛依白碱滩	1976年	857.0	944.5	32.8	15.05	10	6.8	17.2	
塔里木依奇克里克	1965年	814.0	945.0	41.4	2.37	(6)	8.8	—	—
塔里木柯克亚	1990年	769.0	875.5	—	1.82	−2	8.5	0	1.85
大庆萨尔图	1962年	861.5	—	32.0	23.79	(30)	28.7	0.98	15.9
冀东	1992年	861.6	955.0	—	13.35	28	21.44	0	7.11
胜利孤岛	1971年	946.0	—	17.5	498.0	−2	7.0	—	32.9

相对密度大于1.00和小于0.75的石油，在自然界也有发现。例如伊朗石油1.016、美国加利福尼亚石油1.01、墨西哥石油1.06，我国孤岛馆陶组石油相对密度为0.93～1.026。而原苏联苏拉汉石油的相对密度只有0.71。

石油的密度与颜色有一定关系，一般淡色石油的密度小，深色石油的密度大。但是，归根到底，石油的密度决定于其化学组成：胶质、沥青质的含量，石油组分的分子量，以及溶解气的数量。一般来说，密度小而颜色浅的石油常为石蜡性质的，含油质多，加工后能获得较多汽油和润滑油；密度大而颜色深的石油则富含高分子量的沥青质。

美国常用API度、西欧常用波美度来表示石油的密度，它们与国际通用的密度存在下列关系

$$\text{API度} = \frac{141.5}{15.5℃\text{时的密度}} - 131.5$$

$$波美度 = \frac{140}{15.5℃\ 时的密度} - 130$$

因此，API 度、波美度都与国际通用的密度在数值上相反，API 度和波美度高的石油，实际上属于密度低的轻质石油。它们的换算关系列入表 1－10。

表 1－10　密度与 API 度、波美度的换算表

密度（15.5℃）	波美度	API 度	密度（15.5℃）	波美度	API 度
1.0000	10.0	10.0	0.8485	35.0	35.3
0.9655	15.0	15.1	0.8325	40.0	40.3
0.9333	20.0	20.1	0.8000	45.0	45.4
0.9032	25.0	25.2	0.7778	50.0	50.4
0.8750	30.0	30.2			

（三）粘度

粘度是对流体流动性能的逆测定。流体粘度愈大，就愈难流动。液体在外力作用下，阻止其质点相对移动的能力，就是该液体的粘度。它可用绝对动力粘度来表示。单位为 Pa·s。

石油粘度的变化范围很大。例如，大庆油田白垩系原油粘度（19～22）$\times 10^{-3}$Pa·s，任丘油田中、上元古界原油为（53—84）$\times 10^{-3}$Pa·s，克拉玛依油田三叠系原油为 50×10^{-3} Pa·s。

石油粘度的变化受温度、压力和石油的化学成分所制约。随温度升高，石油粘度降低，所以石油在地下深处比在地面粘度小，且易流动。压力加大，粘度也随之增加。环烷烃及芳香烃含量高、高分子碳氢化合物含量高的石油，粘度也较大；而原油中溶解气量的增加则会使粘度降低。总之，粘度大的石油往往呈暗色，密度也较大，因而轻质石油的粘度比重质石油的低。

石油粘度是一个很重要的物理特性，它直接影响石油流入井中及在输油管线中的流动速度，所以在油田开采和石油运输方面都有重要意义。

（四）荧光性

石油及其大部分产品，除轻汽油和石蜡外，无论其本身或溶于有机溶剂中，在紫外线照射下，均可发光，称为荧光。

石油的发光现象取决于其化学结构。石油中的多环芳香烃和非烃引起发光，而饱和烃则完全不发光。轻质油的荧光为浅蓝色，含胶质较多的石油呈绿和黄色，含沥青质多的石油或沥青质则为褐色荧光。所以，发光颜色随石油或沥青物质的性质而变，不受溶剂性质的影响。而发光强度，则与石油或沥青物质的浓度有关。

由于石油的发光现象非常灵敏，只要溶剂中含有十万分之一的石油或沥青物质，即可发光。因此，在油气勘探工作中，常用荧光分析来鉴定岩样中是否含油，并可粗略确定其组分和含量。这个方法简便快速，经济实用。

（五）旋光性

这是天然石油的一种重要特性。当偏光通过石油时，偏光面会旋转一定角度，这个角度叫旋光角。凡具有能使偏光面发生旋转的特性，称为旋光性。如偏光面向右转，是右旋物质；向左转，则为左旋物质。

引起石油旋光性的原因，在于其有机化合物分子结构中具有不对称的碳原子。不对称碳原子的存在造成不对称的分子结构，使化合物本身具有旋光的性能。石油中常有胆甾醇和植物性甾醇的不对称结构分子。胆甾醇存在于动物的胆汁、鱼肝油和蛋黄中，植物性甾醇存在于植物油和脂肪中。所以石油的旋光性是石油有机成因的有力证据。

石油的旋光性可用旋光仪来测定。它有随含油地层年代的增长而减小的趋势（表1－11）。

表1－11　不同地质时代石油的旋光角平均值（据Г. А. Амосов修改）

地质时代	绝对年龄，Ma	资料数目	旋光角
第三纪	7～65	86	+0.63°
白垩纪	65～136	18	+0.28°
侏罗纪	136～190	20	+0.20°
二叠纪	225～280	3	+0.19°
石炭纪	280～345	28	+0.24°
泥盆纪	345～395	21	+0.18°
志留纪	395～440	14	+0.12°

（六）溶解性

石油是各种碳氢化合物的混合物。由于烃类难溶于水，因此，石油在水中的溶解度很低。若以碳数相同的分子进行比较，烷烃溶解度最小，芳香烃最大，环烷烃居中。除甲烷外，各族烃类在水中的溶解度均随分子量增大而减小。

外界条件对石油在水中的溶解度有不同影响：温度由150℃降低到25℃，石油的溶解度会降低78%～95%；除烷烃中的气态馏分外，压力对烃类的溶解度影响甚微；水中无机组分含量和含盐量增加时，烃类的溶解度会降低；若水中有皂胶粒存在时，烃类的溶解度则会相应增加。

石油尽管难溶于水，但却易溶于许多有机溶剂，如氯仿、四氯化碳、苯、石油醚、醇等。根据石油在有机溶剂中的溶解性，有助于鉴定岩石中的石油含量及性质。

第3节　天然气的成分和性质

所谓天然气是指自然界一切天然生成的气体，它们常为各种气体化合物或气态元素的混合物，其成因复杂、产状多样。В. А. Соколов（1971）根据存在的环境将天然气分为八大类：Ⅰ.大气；Ⅱ.表层沉积物中的气体；Ⅲ.沉积岩中的气体；Ⅳ.海洋中的气体；Ⅴ.变质岩中的气体；Ⅵ.岩浆岩中的气体；Ⅶ.地幔排出气；Ⅷ.宇宙气。所以，沉积物中有机质的生物化学降解及高温裂解、放射性元素蜕变及热核反应、岩石的变质及岩浆活动乃至宇宙及空气等作用，都可以生成天然气。在自然界它们的产状也变化多端，既可以呈气藏气、气顶气、溶解气，也可以呈凝析气、矿井瓦斯、固态气体水合物，甚至还有大量气体广布于宇宙空间。但是，在石油及天然气地质学界所讲的是狭义的天然气，系指与油田和气田有关的可燃气体，成分以气态烃为主，多与生物成因有关；在特定条件下，也可能遇见以非烃气为主的气藏，只要有商业价值，也要加以研究利用。

一、天然气的化学成分

与油田和气田有关的天然气，主要成分是气态烃，其中以甲烷为主；非烃气常为氮气、二氧化碳、一氧化碳、硫化氢、氢气及微量惰性气体。它们随产状不同，含量变化甚大，现按气藏气、气顶气、溶解气、凝析气等不同产状分述如下。

（一）气藏气

系指基本上不与石油伴生，单独聚集成纯气藏的天然气。甲烷含量在气体成分中常占95%以上，重烃气含量极少，不超过1%－4%，属于干气（贫气）。已发现为数不多的气藏气是以氮气、二氧化碳或硫化氢为主，而烃气含量极少。А.Н.Воронов，В.В.Тихомиров идр.（1976）[1] 根据世界含气及含油气盆地中约2000个气藏15000个气样的分析资料，总结出气藏气化学成分的分布特点（图1－3）：绝大多数气藏气是以含气态烃为主，含烃量超过80%的气藏约占气藏总数的85%以上；氮气为主的气藏不到10%；以二氧化碳或硫化氢等酸性气体为主的气藏数量更少，低于1%。

这种纯气藏在世界上发现的数量与日俱增。气源多样，不同成因的可燃气体都可能聚集成纯气藏：原苏联西西伯利亚的乌连戈伊等特大气田属于白垩系生物化学气，甲烷含量占97%－99%，甲烷碳同位素含量介于－62‰～－58‰；荷兰格罗宁根大气田的气源可能与下伏石炭系的煤型气有关，甲烷含量81%，氮含量14%；我国四川相国寺气田石炭系所产气体，甲烷含量高达97.3%，重烃气含量<1%，甲烷碳同位素为－33.55‰，属热裂解气。除上述大多数气藏气在成因上都与生物起源有关外，也发现了少数气藏气可能来自非生物起源：欧洲东部的潘农盆地，生产层直接覆于结晶基岩之上的纯气藏，含二氧化碳特别多，如米哈伊气田下潘农组砂岩产出的天然气含二氧化碳95%，甲烷4.5%；美国威利斯顿盆地的恰尔松和凯宾·克里克两气田所产天然气，氮含量高达80%～90%。

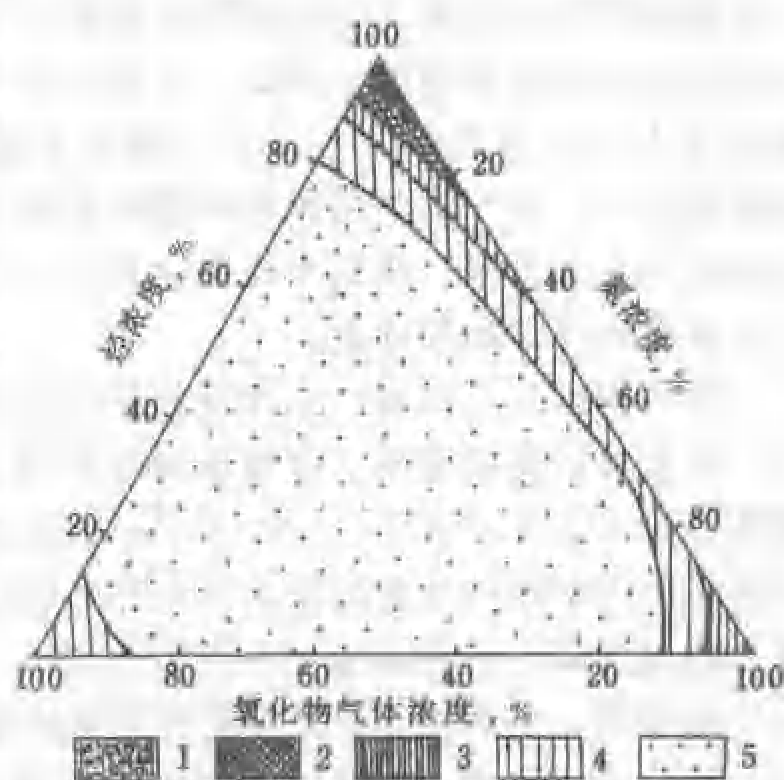


图1－3 世界气藏气成分图

（据А.Н.Воронов，В.В.Тихомиров идр.，1976）

出现频率：1—>50%；2—10%－50%；3—1%－10%；4—0.1%－1%；5—<0.1%

此外，有时可见纯气藏是与下伏或侧向分布的油气藏或油藏有关，这是在特定地质条件下，油气运移作用的结果，如美国加利福尼亚州桑塔飞泉油田的浅层气藏和加拿大阿尔伯达州旁尼格伦·威·查特湖泥盆系礁块系统下倾部位的纯气藏。

（二）气顶气

系指与石油共存于油气藏中呈游离气顶状态的天然气。它在成因和分布上均与石油关系密切，重烃气含量可达百分之几至几十，仅次于甲烷，属于湿气（富气）。随着地层压力的增减，气顶气可溶于石油或析出。在油气藏中气顶体积的大小与其化学组成及地层压力有关。我国大庆长垣萨尔图油田下白垩统背斜油藏大，含油丰度高，具有明显的气顶，气油界

[1] 见《Природные Газы Осадочной Толщи》，Под Ред.В.П.Якучени.《НЕДРА》，1976。

面约在海拔 -920～-950m，原油相对密度低（0.8227～0.8550）、粘度低［（7.4～23.8）$\times10^{-3}$Pa·s］；气顶气中重烃气含量可达13%。大港油田是黄骅拗陷北大港断裂构造带上唐家河、港东、港中、港西等四个油田的总称，被断层分割为若干逆牵引背斜和断块，油、气、水分异明显，常见气顶，其中重烃气含量可高达23%。

（三）溶解气

天然气易溶于石油或地下水。因此，在地质条件下，可区分为油内溶解气和水内溶解气，它们日益引起人们的注意。

油内溶解气常见于饱和或过饱和油藏中，其主要特点是重烃气含量高，有时可达40%。根据原苏联伏尔加—乌拉尔、南里海、亚速夫—库班、中里海、北滨黑海等五个不同类型含油气盆地研究油内溶解气（Т.А. Ботнева 等，1966），发现其组成与原油性质及地质时代有关：轻质烷基石油溶解气中含20%～80%重烃气，一般以乙烷为主（6%～20%），其次为丙烷，更重烃气及其异构物含量不等；而重质油溶解气几乎为纯甲烷。在地质时代上，一般古老地层的油内溶解气比年轻地层含重烃气更多；且随含油气层时代变老，正丁烷、正戊烷与其异构物的比值增加。例如，在伏尔加—乌拉尔含油气盆地，正丁烷与异丁烷的比值在泥盆系为2～3，石炭系为1～2，二叠系不超过1。而在年轻的含油气盆地中，这个比值变化范围则较大，如在南里海和北滨黑海盆地介于0.6～4.5。油内溶解气的数量不等，少则每吨几至几十立方米，多则每吨可达几百～上千立方米。油内溶解气含量高时，采出后可收集回注油藏以保持油层能量。

水内溶解气不仅可以在国民经济中综合利用，而且可以利用其某些特性来预测含油气性，因此显得愈益重要。据原苏联学者 Л.М. Зорькин（1983）估计，沉积岩地下水中烃气资源总量可达几$\times10^{16}$～1.5×10^{17}m^3，比常规气藏气总储量（约2.4×10^{14}m^3）大数十至上百倍。水内溶解气包括低压水溶气和高压水溶气。前者含气量一般为数十至5000cm^3/L，少数可超过此限，这种水溶气可供综合利用。后者常出现在异常高压带以下的高压地热水中，含气量较高，美国墨西哥湾沿岸异常高压带以下的高压水溶气很丰富，储量可达8.5×10^{12}m^3；澳大利亚和原苏联也有大量高压水溶气资源。开发这种高压水溶气与热水资源并加以综合利用，将有很高的经济效益。

在稳定的地台区含油气盆地中，水内溶解气的主要成分是甲烷和氮，重烃气和二氧化碳含量一般不超过10%～12%（Л.М. Зорькин，1969，1973）；但在年轻褶皱区的含油气盆地中，水内溶解气的特点是含二氧化碳浓度较高，甚至在褶皱山系的山前发育二氧化碳气带。例如在高加索山前，高部位广泛分布二氧化碳水泉，较低部位变为二氧化碳—甲烷水，至含油气盆地内地层水则以含烃气为主。所以，根据水内溶解气的化学成分变化规律有助于指明寻找油气藏的方向。

（四）凝析气

当地下温度、压力超过临界条件后，液态烃逆蒸发而形成的气体，称为凝析气。一旦采出后，由于地表压力、温度降低而逆凝结为轻质油，即凝析油。

凝析气在地下聚集成凝析气藏。它们通常埋藏深度较大，多分布在地下3000～4000m或更深处，例如意大利马洛萨凝析气田，深5600m，压力106.4MPa，温度153℃；在美国墨西哥湾盆地和二叠盆地，超过4500m深处是以凝析气藏和纯气藏为主。但是，由于流体性质和外界条件等多种因素都可以改变烃类物系临界条件，因此，即使在不太深的层段，也可能找到凝析气藏。

除以上四种不同产状的天然气在化学成分上各具特征外，在国内外某些油（气）田气的化学组成出现反常现象：有的重烃气含量高达30%～50%，如原苏联格罗兹尼、伊申巴、克拉斯诺卡姆等油（气）田气的重烃气含量都超过了甲烷（表1－12）。另外，有的天然气含非烃气体异常多，在我国华北冀中坳陷赵兰庄构造钻开下第三系孔店组和沙河街组四段的井中，所喷出的高压天然气含硫化氢多达92%，这同地层中富含石膏有关；而平方王油田下第三系所产天然气中二氧化碳含量异常高，可达63%－66%，这可能同喜马拉雅旋回玄武岩与石灰岩接触的加热分解有关。还有的天然气含氮量很高，由表1－12看出美国中部的海尔列、八月和本得隆起所产的天然气中，氮的含量都在80%～90%。

氦、氩、氖等惰性气体在天然气中的含量不多，只有千分之几至百分之几，其中以氦、氩最常见。它们可能同地壳中的放射性作用有关。天然气中的氦含量一般不到1%－2%，少数情况可达10%。在法国圣特纳所产的天然气中，氦和氖的总含量达10.31%（据А.Л. Козлов）；美国一些含氮量高的天然气中，往往含氦量也较高，可达7%～9%（表1－12）。氩的含量一般低于1%，个别情况可达2%，如乌兹别克的一口井所产天然气的含氩量接近1.9%（据Н.А. Еременко，1961）。

表1－12　国内外某些油（气）田气的化学成分（百分含量）

国家	油（气）田名称	生产层时代	CH_4	重烃气	CO_2	N_2	H_2S	H_2	O_2	He
中国	大庆油田	Cr_1	83.82	13.0	0.11	2.58				
	大港油田	Es_3	75.21	23.22						
	圣灯山气田	Py	94.57	0.99	0.24	2.43		0.02		
	石油沟气田	Tc	97.80	0.40	0.20	1.10	0.1			
	盐湖气田	Q	95.50	0.50		3.5				
美国	戴特儿·道姆	J			12.2	79.7			0.92	7.18
	八月（堪萨斯）	C_2	10.5	1.6	0.1	85.6				2.13
	海尔列（犹他）	J	5.1	2.3	1.1	84.4				7.16
	本得隆起	P	0.1		0.8	89.9				8.6
原苏联	格罗兹尼	R	47.0	51.3	1.7					
	伊申巴	R	42.9	47.3	0.3	4.8	4.6			0.03
	杜依马兹	D	61.4	25.4	0.2	14.0				
	克拉斯诺卡姆		19.4	48.6	0.4	21.2	0.4			

氦多由放射性元素蜕变而成，鉴于放射性元素的蜕变速度同其产物氦的数量之间存在一定关系，可以根据天然气中氦的相对含量通过下式确定天然气的年龄

$$\frac{He}{Ar} \times 7.71 \times 10^7 = 天然气的年龄$$

二、天然气的物理性质

天然气一般无色，可有汽油味或硫化氢味，可燃。由于其化学组成变化大，致使物理性质也变化甚大。

（一）相对密度

系指在标准状况下，单位体积天然气与同体积空气的质量之比。天然气的相对密度一般

与相对分子质量成正比。由于"湿气"含重烃气较多，因此，"湿气"的相对密度大于"干气"。

（二）粘度

天然气的粘度与其化学组成及所处环境有关。一般天然气的粘度在0℃时为0.31×10^{-3}mPa·s，20℃时为12×10^{-3}mPa·s。天然气的粘度，一般随相对分子质量增加而减小，随温度和压力增高而增大。这是由于分子间的距离不能增加，而温度升高后会使气体分子运动加速，增加分子间碰撞的次数，导致粘度加大。

（三）蒸气压力

将气体液化时所需施加的压力，称为该气体的饱和蒸气压力。蒸气压力随温度升高而增大。在同一温度条件下，碳氢化合物的分子量越小，则其蒸气压力越大，因此甲烷比其同系物的蒸气压大得多，这也正是在天然气的组成中往往甲烷等轻质碳氢化合物含量较多的原因。

随着油田开发，地层压力逐渐下降，天然气的组成也会随之改变。一般在自喷阶段，轻分子的碳氢化合物是天然气的主要成分；随着地层压力下降，较重分子的碳氢化合物蒸气就随之进入天然气中，因此天然气的密度也会随着油田开采期的延长而略有增加。

（四）溶解性

天然气溶于石油和水。在相同条件下，在石油中的溶解度远远大于在水中的溶解度，例如甲烷在石油中的溶解度比在水中的大10倍。当天然气中重烃增多，或者石油中的轻馏分较多，都可增加天然气在石油中的溶解度。另外，降低温度或增大压力，也可得到同样效果。在石油中溶有天然气时，可以降低石油的相对密度、粘度及表面张力。

（五）热值

单位体积（或单位质量）的天然气燃烧时所发出的热量，称为热值，单位为kJ/m^3或kJ/kg。

天然气的热值变化很大，氢可达142256kJ/m^3（34000$kcal/m^3$），而甲烷为37112kJ/m^3（8870$kcal/m^3$）。天然气中湿气的热值较高，可达83680kJ/m^3（20000$kcal/m^3$）。而煤和石油的热值分别为16736kJ/m^3（4000$kcal/m^3$）及41840kJ/m^3（10000$kcal/m^3$）。

第4节　油田水的成分和性质

一、油田水的概念及来源

（一）油田水的概念

广义的油田水是指油田内的地下水，包括油层水和非油层水。狭义的油田水是指油田范围内直接与油层连通的地下水，即油层水。

（二）油田水的来源及形成

1. 油田水的来源

油田水的来源是一个极为复杂而尚未取得统一认识的问题。一般认为可以有以下三种来源：（1）沉积水；（2）渗入水；（3）深成水。

2. 油田水的形成

油田水可以看作是沉积水、渗入水和深成水以不同比例的混合水，经过一系列复杂的物理化学作用，并与油气相伴生的油层水。

沉积水埋藏后初期经历的化学作用，以生物化学和氧化—还原作用为主。其结果对矿化

度没有明显影响，但却改变了离子组成。硫酸盐被还原为 H_2S 和 S^{2-}，SO_4^{2-} 含量明显减少，HCO_3^-、CO_3^{2-} 相应地增加。此外，Fe^{3+} 转变为 $FeSO_4$，其他氧化物被还原的程度主要取决于有机质的丰度。

在大多数情况下，油田水的矿化度比沉积水的矿化度要高，甚至高得多。一般认为油田水矿化度的增高与蒸发岩被溶解或蒸发岩中沉积水的排出、进入有密切关系。

各种矿物在水中的溶解度不同。常见的矿物按溶解度自低到高的次序如下：硅酸盐和二氧化硅→碳酸盐→硫酸盐→氯化物。氯化物具有最大的溶解度，在水溶液中最稳定。因此，地下深处油田水中，溶解度较低的矿物沉淀后，氯化物却不断富集。

在油田水形成过程中，水与油气的相互作用使得油田水具有一般地下水中不常见的组分——烃类及其衍生物。

二、油田水的矿化度及化学组成

油田水的化学组成，实质上是指溶于油田水的溶质的化学组成。它包括无机组成、有机组成、溶解气及微量元素等。

（一）无机组成

油田水的无机组成包括大量组成和微量组成。在常规水分析资料中，常用 Na^+（包括 K^+）、Ca^{2+}、Mg^{2+} 和 Cl^-、SO_4^{2-}、HCO_3^-（包括 CO_3^{2-}）等6个阳、阴离子，代表大量无机组成。

微量组成有几十种元素，其中有些组合特征、异常值或比值，能反映油田水的起源、沉积环境、水的浓缩程度及水文地质的封闭性。

（二）有机组成

油田水中常见的有机组成有：烃类、酚和有机酸。

油层水的烃类有气态烃（C_{1-4}烃类）和液态烃。而非油层水中常只含少量甲烷。重烃含量可用甲烷系数（CH_4/总烃）或干燥系数（$CH_4/\Sigma C_{2+}$）表示。

油层水中苯系化合物含量高，一般可达0.01～1.58mg/L，最高可达5－6mg/L，且甲苯/苯大于1；非油层水中苯系化合物含量低，且甲苯/苯小于1。

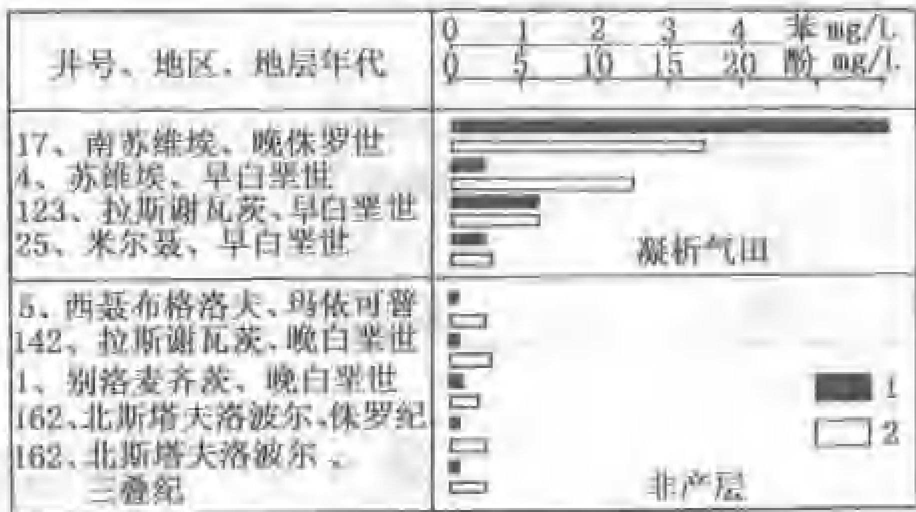


图1－4　原苏联某些凝析气田的产层和非产层水中苯、酚含量分布对比图

1—苯；2—酚

酚在油层水中含量较高，一般大于0.1mg/L，最高可达10～15mg/L，且以邻甲酚和甲酚为主；非油层水的含量低，且以苯酚为主。图1－4表达了气田产层与非产层水中苯、酚含量分布特征。

油田水中常含数量不等的环烷酸、脂肪酸和氨基酸等。其中环烷酸是石油环烷烃的衍生物，常可作为找油的重要水化学标志。

三、油田水的类型

从1911年美国帕勒梅尔提出第一个油田水分类开始，出现了多种油田水分类方案，大都是以 Cl^-、SO_4^{2-}、HCO_3^- 和 Na^+、Mg^{2+}、Ca^{2+} 含量及其组合关系作为分类基础。在各种分类方案中，以苏林分类较为简明，介绍如下。

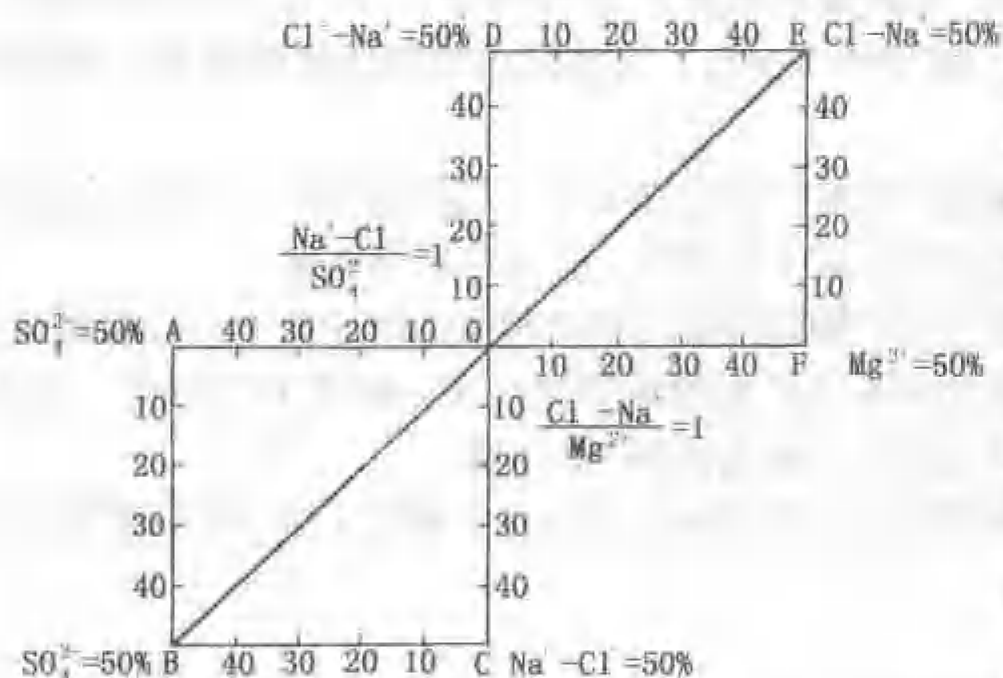


图 1-5　天然水成因分类（据 B.A. Щулин，1946）

天然水就其形成环境而言，主要是大陆水和海水两大类。大陆水含盐度低（一般小于 500mg/L），其化学组成具有 $HCO_3^- > SO_4^{2-} > Cl^-$，$Ca^{2+} > Na^+ < Mg^{2+}$ 的相互关系，且 $Na^+ > Cl^-$，即 $\frac{Na^+}{Cl^-} > 1$。海水的含盐度较高（一般约为 35000mg/L），其化学组成具有 $Cl^- > SO_4^{2-} > HCO_3^-$，$Na^+ > Mg^{2+} < Ca^{2+}$，且 $Cl^- > Na^+$ 即 $\frac{Na^+}{Cl^-} < 1$ 的特点。

大陆淡水中以重碳酸钠占优势，并含有硫酸钠，而海水中不存在硫酸钠。

苏林根据上述认识，以 $\frac{Na^+}{Cl^-}$、$\frac{Na^+ - Cl^-}{SO_4^{2-}}$ 和 $\frac{Cl^- - Na^+}{Mg^{2+}}$ 这三个成因系数，把天然水划分出四种基本类型（图 1-5 和表 1-13）。

油田水的水化学类型以氯化钙型为主，重碳酸钠型为次，硫酸钠型和氯化镁型较为罕见。

表 1-13　苏林的天然水成因分类表

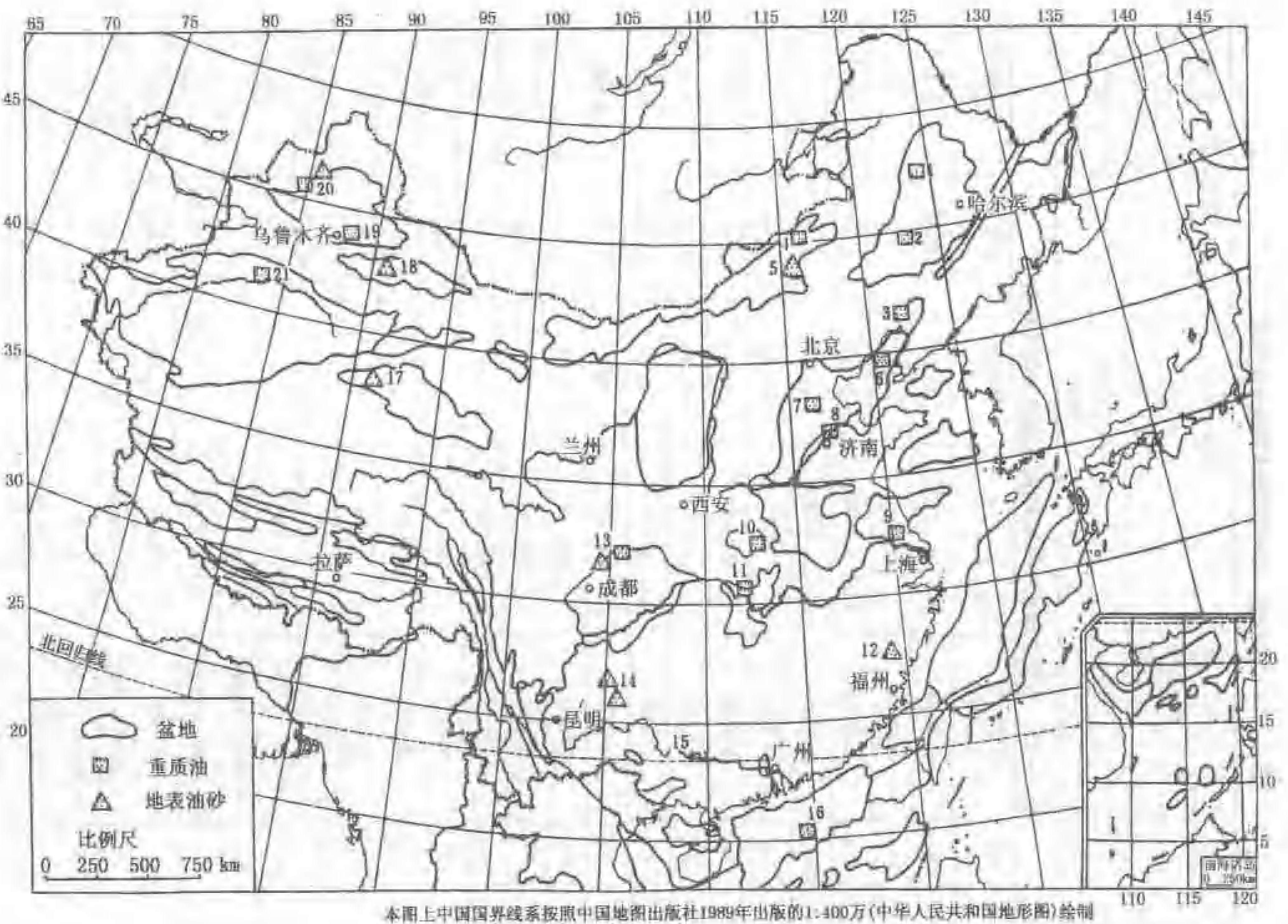
水的类型		成因系数		
		Na^+/Cl^-	$(Na^+ - Cl^-)/SO_4^{2-}$	$(Cl^- - Na^+)/Mg^{2+}$
大陆水	硫酸钠型	>1	<1	<0
	重碳酸钠型	>1	>1	<0
海水	氯化镁型	<1	<0	<1
深层水	氯化钙型	<1	<0	<1

第 5 节　重质油的成分和性质

重质油是石油烃类能源中的重要组成部分，蕴藏着比常规原油资源数倍的巨大潜力，广泛分布于世界各地，据统计有 1046 个重质油和特重油油藏，地质储量 15500×10^8t。我国重质油资源较为丰富，已在 15 个大中型含油气盆地和地区发现数量众多的重质油油藏（图 1-6），规模大且成带分布，从中元古界到下第三系均有分布，该类资源将成为 21 世纪重要的接替能源。

尤其值得注意的是，地表或浅处形成沥青砂（Tar Sands）油田，分布在世界各地，例如加拿大的阿萨巴斯卡（Athabaska）和梅尔维尔岛（Melville Island），委内瑞拉的奥菲锡纳—坦布拉多（Oficina-Temblador）和瓜诺科（Guanoco），特立尼达的拉布雷亚（La Brea），美国犹他州的地沥青山（Asphalt Ridge）、白岩（Whiterocks）和森尼赛德（Sunnyside）等，都是一些主要的沥青砂油田。其中阿萨巴斯卡储量约达 800×10^8t，是世界最大的沥青砂油田。

一、重质油的概念



本图上中国国界线系按照中国地图出版社1989年出版的1:400万(中华人民共和国地形图)绘制

图1-6 中国重质油沥青砂资源分布图（据牛嘉玉）

1—富拉尔基；2—白城；3—辽河；4—包楞蒙古林；5—吉尔嘎朗图；6—绥中36-1；7—大港；8—胜利；9—黄珏；10—泌阳；11—潜江；12—浙西；13—龙门山；14—贵州；15—广西；16—流花11-1；17—柴达木；18—七克台；19—阜康；20—克拉玛依；21—塔北

是指用常规原油开采技术难于开采的具有较大的粘度和密度的原油，第二届国际重质原油和沥青砂会议（委内瑞拉，1982）上确认，重质油定义为：指在原始油层温度下脱气原油粘度为（100～1000）$\times 10^{-3}$Pa·s或者在15.6℃（60℉）及0.1MPa下密度为934～1000kg/m^{3}的原油（表1－14）。

表1－14　按粘度、相对密度对原油分类标准

分类名称	俗　称	粘度，mPa·s	相对密度（$d_4^{15.6}$）
轻原油	普通原油	＜20	＜0.900
中质原油	中等稠油	20～100	0.900～0.934
重质原油	稠油	100～10000	0.934～1.000
沥青砂		＞10000	＞1.000

表1－15　中国主要含油气盆地重质油常规物性参数

盆地	油田	层位	相对密度（d_4^{20}）	粘　度，mPa·s	含胶量 %	含蜡量 %	凝固点 ℃
渤海湾	冷东—雷家	Es_{1+2}	0.9685	445.40（100℃）	40.99	4.70	11.0
	冷东—雷家	Es_3	0.9582	808.00	39.28	5.17	14
	曙　光	Ng	1.0072	1261.8（100℃）	56.22	2.44	36
	曙　光	Es_{1+2}	1.0048	685.00（100℃）	44.16	2.77	
	曙　光	Es_3	0.9684	3884	40.48	3.60	
	枣　园	K_1	0.8935	167.49	28.07	24.96	33
	王官屯	Es_1	0.9527	3485.9	37.32	5.23	16.5
	王官屯	K_1	0.9032	346.9	26.09	16.82	31.0
	孤　岛	Ng	0.9438	231.43	28.4	6.60	4.00
南襄	井　楼	Eh_1	0.9905	7515.30	37.02		
准噶尔	吉木萨尔	P_2	0.9451	2385.92		6.24	+2
	北三台	J_{3q}	0.9339	996.80		2.45	10
	北三台	J_{2t}	0.9261	639.37		2.41	6.00
	北三台	T_{1b}	0.9311	1502.07		2.62	+2.0
	北三台	P_{1j}	0.9192	457.73		4.02	6
	乌尔禾	J_{1b}	0.955	7400		0.87～3.4	－11.5～28.0
	乌尔禾	J_{3q}	0.934～1.004	1287～18532		1.53～4.2	3～20.5
	乌尔禾	K_{1t}	0.9463～0.9989	15779～770574			
	红山嘴	J_{1b}	0.9089～0.9689	2789～5544	43.7～99.7	0.22～7.93	－22.5
塔里木	轮　南	T_1	0.9376	156.66	32.90	4.88	11
	轮　南	O	0.9332～0.9962	395～3430	23.16	3.02	－24.5～＋19
	桑塔木	T	0.9283～0.9389	141.27	15.27～27.33	3.4～4.71	－10.5～－4
	轮南凸起南	T	0.9246	258.40	30	5.45	0.7
	东河塘	J	0.9487～0.9577	374.73	25.42	9.5	1.5～13.5
	英买力	K	0.9357	177.99	34.32	14.51	+43
三塘湖	石板墩构造	J	0.8943	234.11	10	14.58	+18
吐哈	艾丁湖	T	0.96	5000			

由于重质油与常规油相比包含了数量较多的高分子烃和杂原子化合物，在物理性质上，具有密度大、粘度大、含胶量高、含蜡量低、凝固点低的特点[1,2]，如表1-15。

二、重质油的成分和性质

（一）重质油元素组成特征

常规原油一般氧、硫和氮等元素含量低，硫元素含量一般小于0.3%～0.4%，氮元素含量小于0.5%～0.7%；而重质油一般是氧、硫、氮等元素含量高，硫元素含量0.4%～1.0%以上，氮元素含量在0.7%～1.20%以上。与海相重质油相比，陆相重质油的含硫量偏低，而氮元素含量略高。重质油中硫和氮元素含量高是细菌生物降解作用的结果。

（二）重质油微量元素

重质油与常规原油相比，一般均富含微量元素，高于常规原油几倍至几十倍。

（三）重质油的族组成特征

原油族组成的差异是区分重质油与正常原油的显著标志之一，其主要组成是饱和烃、芳烃、非烃和沥青质。我国陆相正常原油烃的组成（饱和烃和芳香烃）一般大于60%，最高可达95%，而重质油中烃的组成一般小于60%，在重质油中非烃和沥青质含量可高达10%～30%，个别特重质油可达50%。如克拉玛依重检1井重质油中饱和烃含量为34.60%，芳烃含量为15.9%，非烃和沥青质含量达50.5%。

第6节　固体沥青的成分和性质

固体沥青是同石油有关的固态衍生物。多为深褐色至黑色的有机矿物，化学成分不甚稳定，也无一定晶形，彼此之间常呈过渡形式，因此鉴定比较困难。

现在，一般是根据化学成分、密度、硬度、稠度、熔点、溶解度、可燃性、燃烧火焰及地质产状等特征来研究和鉴定固体沥青。

与石油有关的固体沥青种类繁多，逾100种。根据它们的成因和物理化学特征，将固体沥青分为下列类型（表1-16）。

表1-16　固体沥青分类

<table>
<tr><td rowspan="3">物理分异产物</td><td colspan="2">地蜡</td></tr>
<tr><td colspan="2">高氮沥青</td></tr>
<tr><td colspan="2">贫胶地蜡</td></tr>
<tr><td rowspan="4">风化产物</td><td colspan="2">软沥青</td></tr>
<tr><td colspan="2">地沥青</td></tr>
<tr><td rowspan="2">石沥青</td><td>硬沥青</td></tr>
<tr><td>脆沥青</td></tr>
<tr><td rowspan="2">腐殖化产物</td><td colspan="2">酸性碳质沥青</td></tr>
<tr><td colspan="2">腐殖碳质沥青</td></tr>
<tr><td rowspan="4">变质产物</td><td rowspan="2">碳质沥青</td><td>黑沥青</td></tr>
<tr><td>焦性沥青</td></tr>
<tr><td colspan="2">碳沥青</td></tr>
<tr><td colspan="2">次石墨</td></tr>
</table>

由于固体沥青的化学成分变化较大，常呈过渡状态，成因复杂，至今研究较少。现将几种主要类型的物理化学性质列入下表（表1－17）。

表1－17 主要固体沥青的物理化学特征

固体沥青名称	C	H	S	N	O	相对密度	硬度	熔点,℃	溶解性
地蜡	84－86	13－16	<15－20			0.9－0.94	固－半固态	65－85	易溶于各种有机溶剂
高氮沥青	43－67	4.6－8.6	1.2－4.9	1.6－2.4	34－37		土状		溶于水
地沥青	80－88	9－11	0.4－10	0.3－1.8	0－1.8	1－1.2	0.5－2	100	易溶于各种有机溶剂
石沥青	76－88	4.7－12	0.9－7.4	微量－5.3	0－11	1.006－2.0	0.5－3	80－320	选择性溶于部分有机溶剂
腐殖碳质沥青	50－60	3－4.0	11.17	1.8	32.46		土状		全溶于苏打水（1%）
碳质沥青	83－87	8－10	微量－16	0.3－3.1	2－6.9	1.075－1.36	2－3	不熔化	不溶于有机溶剂，但黑沥青在 CO_2 中可溶2%－10%
碳沥青	>95							不熔化	不溶解
次石墨	～100					1.86－1.98	3－4.5	不熔化	不溶解

在上述固体沥青中，有些类型常与地下深处的石油宝藏有关，可以作为野外调查石油的标志，例如地蜡、软沥青、地沥青及石沥青等，常在地表露头中呈现为找油的直接标志，是评价区域含油气远景的有力证据。我国柴达木盆地的深褐色地蜡、老君庙油田的黑色地沥青、克拉玛依油田的黑色石沥青都比较著名。南美洲特立尼达湖、亚洲死海都是闻名世界的沥青湖，蕴藏量很大。

固体沥青的研究和鉴定是十分重要的，野外应着重研究固体沥青的产出状态，产出岩层的岩性、时代，以利于确定其属性和含油显示的价值；室内研究中常规鉴定主要是颜色、断口、硬度、可溶性、可燃性等，而元素分析、红外光谱分析，反射率测定，碳、氢稳定同位素组成等现代仪器分析可以进一步确定其成因及其与油气分布的关系。

第7节 石油沥青类中的碳、氢、硫、氧、氮同位素

在化学元素周期表上占同一位置，具相同质子数（Z）和不同中子数（N）的元素的原子，称为该元素的同位素。换言之，同位素是原子核内具相同数量的带正电质子而相对原子

质量不同的原子。一般同位素多用元素符号表示，其右下角注明质子数（Z）或在周期表上的原子序数，右上角注明相对原子质量（A_r），例如 C_6^{12}、C_6^{13}、C_6^{13}。由于质子数可由周期表上元素的原子序数确定，故常被省略，如 H^1（氕）、H^2（氘）、H^3（氚）。

同位素可分为稳定同位素和放射性同位素两类。自然界仅稳定同位素就有274个。放射性同位素系指那些能自行随意分解（即改变自己的相对原子质量）形成具另外质子数的新原子的同位素。这个过程称为元素的放射性变化。与油气物质有关的主要元素及其同位素，多用质谱仪进行分析，其特征列入表1－18。现分述石油沥青类中的碳、氢、硫、氧、氮同位素如下。

表1－18　石油沥青类主要元素的同位素特征

Z	元素名称	元素符号	N	A_r	相对丰度，%	Z	元素名称	元素符号	N	A_r	相对丰度，%
1	氢	H^1	0	1	99.9844	16	硫	S	16	32	95.1
		H^2	1	2	0.0156				17	33	0.74
		H^3	2	3	——				18	34	4.2
2	氦	He	1	3	1.3×10^{-4}				20	36	0.016
			2	4	99.9999	54	氙	Xe	70	124	0.096
6	碳	C	6	12	98.892				72	126	0.090
			7	13	1.108				74	128	1.919
			8	14	——				75	129	26.44
7	氮	N	7	14	99.635				76	130	4.08
			8	15	0.365				77	131	21.18
8	氧	O	8	16	99.759				78	132	26.89
			9	17	0.0374				80	134	10.44
			10	18	0.2039				82	136	8.87
10	氖	Ne	10	20	90.92						
			11	21	0.257						
			12	22	8.82						

一、碳同位素

碳有 C^{12}、C^{13}、C^{14} 三个同位素，前两者为稳定同位素，第三者为放射性同位素。

在大气圈中，同位素 C^{14} 是在热中子作用下，由稳定同位素 N^{14} 变成的。C^{14} 的半衰期只有5568年。碳的放射性可用于考古中确定绝对年龄。但是，由于 C^{14} 的半衰期太短，放射性碳不能用于第四纪以前的古代沉积，此法可以测定的最大年龄为30000～45000年。

碳的稳定同位素的相对丰度平均为 C^{12}：98.892%，C^{13}：1.108%。沉积岩及其可燃矿产的碳同位素含量见表1－19。1935年首次确定石油和沥青中碳的同位素成分。它们的相对丰度可用 $\delta^{13}C$ 或 C^{12}/C^{13} 比值表示，$\delta^{13}C$ 可由下式计算

$$\delta^{13}C = \frac{(C^{13}/C^{12})_{样品} - (C^{13}/C^{12})_{标准}}{(C^{13}/C^{12})_{标准}} \times 1000‰$$

表 1-19 沉积岩及其矿产的碳同位素组成

地　　点	样品名称	地　　层	C^{12}/C^{13}
捷克斯洛伐克	石灰岩	上白垩统	89.3
美国纽约州	石灰岩	下泥盆统	89.2
德　国	石灰岩	侏罗系	89.2
英　国	白垩	白垩系	88.71
美国内华达州	含油页岩	上第三系	92.6
美国伊利诺斯州	黑色页岩	宾夕法尼亚系	91.36
美国宾夕法尼亚州	含碳页岩	宾夕法尼亚系	90.52
澳大利亚	沥青页岩		91.7
美国堪萨斯州	石油和天然气	宾夕法尼亚系	93.0~95.2
美国怀俄明州	石油	密西西比系	94.1
美国俄克拉何马州	石油	宾夕法尼亚系	93.2
原苏联苏拉罕油田	石油	第三系	91.4
原苏联恩巴油区	石油		92.5

为便于对比，国际上趋于使用统一的标准，即美国南卡罗莱纳州白垩系箭石的碳同位素标准，简称 PDB 标准，其中 $C^{13}/C^{12}=1123.7\times10^{-5}$。

世界各地原油的 $\delta^{13}C$ 值介于 -31‰～-24‰之间。我国四川陆相原油为 -30.4‰～-25.8‰，海相原油为 -26.2‰～-23‰；大庆白垩系原油为 -29.7‰～-26.9‰，平均值为 -27.8‰。都比各种无机含碳物质高，却与生物体相似，这也是石油有机成因的重要证据。

二、氢同位素

氢有 H^1、H^2、H^3 三个同位素。H^3 是放射性的，半衰期只有 12.46 年。在放射性分解时，H^3 放出 β 质点，形成稳定同位素氦 He^3。

氢的稳定同位素的相对丰度为 H^1：99.9844%，H^2：0.0156%。石油中的 H^2 含量比普通水高约 60%，在天然气中可达 79.39%。

与油气聚集伴生的水中 H^2 含量增高，由于石油与水的氢同位素交换，产生了富 H^2 的石油。在古代（太古代、元古代）水中 H^2 含量较多，在匈牙利的一个油田还发现水中的 H^2 含量随地层埋藏深度而有规律地增加。

三、硫同位素

硫有 S^{32}、S^{33}、S^{34} 和 S^{36} 四个同位素，其相对丰度为 S^{32}：95.1%，S^{33}：0.74%，S^{34}：4.2%，S^{36}：0.016%。由于 S^{33} 和 S^{36} 数量很少，一般只测定 S^{32} 和 S^{34}。测定样品中的硫同位素含量时，是以坎冈·迪阿布洛（Cangon Diablo）陨石陨硫铁的硫作为标准，其 $S^{34}/S^{32}=0.045$，通过下式求出 $\delta^{34}S$

$$\delta^{34}S=\frac{(S^{34}/S^{32})_{样品}-(S^{34}/S^{32})_{标准}}{(S^{34}/S^{32})_{标准}}\times1000‰$$

也可以用 S^{32}/S^{34} 比值来表示硫同位素含量。沉积岩中的 $\delta^{34}S$ 值介于 -4.14‰~+4.55‰之间，而 S^{32}/S^{34} 比值变化在 21.280~23.212。

从美国和加拿大各油田约 100 个石油和天然气样品的硫同位素含量（表 1-20）可知：在北美洲广大范围内，同时代地层中石油或天然气的 $\delta^{34}S$ 具有稳定值；而不同时代的石油，该值却变化较大。原苏联伏尔加—乌拉尔油区石炭系和泥盆系天然气、石油及沥青样品中，S^{32}/S^{34} 比值的研究结果也有类似特点。所以，硫同位素研究为不同时代石油的油源对比，提供了一个新途径。

表 1-20　石油和天然气中硫同位素 $\delta^{34}S$ 值（据 H.G.Tod 等）　‰

取样地点	地　层	石　油	天然气
美国犹他州	始新统	+28.2	
美国怀俄明州	白垩系	-3.0	
西加拿大周老夫—列克	上白垩统	-1.0	
西加拿大比沃尔克	上白垩统	-3.0	
西加拿大帕宾娜	上白垩统	-5.2	
加拿大阿尔伯达州波尼维尔	下白垩统	+7.5	
加拿大阿布森德—克里	下白垩统	+5.7	
加拿大坎别尔	下白垩统	+10.0	
美国怀俄明州	二叠系	-2.3	
美国俄克拉何马州	宾夕法尼亚系	-1.0	
美国怀俄明州	宾夕法尼亚系	-5.9	
美国堪萨斯州	宾夕法尼亚系	+3.9	
美国怀俄明州	密西西比系	-3.9	
西加拿大蕾尔夫—斯蒂尔曼	密西西比系	+2.3	
加拿大阿尔伯达州勒杜克	泥盆系	+12.1	+13.8
加拿大阿尔伯达州大维尔里	泥盆系	+12.8	+12.4
加拿大安大略州康布拉	志留系	+9.2	
加拿大安大略州特连顿	奥陶系	+6.3	
美国西得克萨斯州埃伦伯格	奥陶系	+10.7	

四、氧同位素

地壳上存在三种稳定的氧同位素，它们在水和空气中的相对丰度见表 1-21。

表 1-21　氧同位素在水和空气中的相对丰度

氧同位素	空气，%	水，%
O^{16}	99.759	99.760
O^{17}	0.0374	0.042
O^{18}	0.2039	0.198

由于 O^{17} 分布很少，一般都研究 O^{16}/O^{18} 比值。对石油、天然气及其伴生水，都还没有开展氧同位素的研究。

目前，在地质学上，只将碳酸盐中的氧同位素比值用来测定沉积盆地的古水温。由于在

水和碳酸盐中的水与二氧化碳所含的氧之间存在同位素交换平衡，这个平衡受环境温度控制，因此，可以利用碳酸盐中的O^{16}/O^{18}比值来测定古沉积盆地的温度。

五、氮同位素

天然氮有两种稳定同位素，其相对丰度为：N^{14}：99.635%，N^{15}：0.365%。

由于在同一油气聚集中，氮同位素含量变化较大，因此，在石油地质学领域，对氮同位素的研究还很少。但是，当含氮天然气通过砂岩运移时，氮同位素存在分馏现象，却是值得注意的。

总之，对石油沥青类中的同位素研究才刚刚开始，但是，继续开展这个领域的科学研究必将会对解决石油成因和油气藏形成问题提供更多珍贵的资料。

思 考 题

1. 什么叫石油沥青类？油、气、水的物理性质和化学特征有哪些？
2. 重质油、沥青砂有哪些主要物理和化学特征？
3. 海相和陆相原油在碳同位素组成上有何区别？

第二章　现代油气成因理论

提　要

油气成因问题是石油地质学的三大核心问题之一，是研究油气藏形成及分布规律的基础。本章在简介油气无机生成与有机生成两大学派的发展概况及新进展后，系统阐述了现代油气成因理论：油气生成的物质基础、地质环境与物理化学条件、有机质演化阶段及成烃模式、天然气成因类型及其识别、生油层地质—地球化学研究与油气源对比等。尤其对温度—时间作用、未熟—低熟油、煤成烃、天然气成因类型等国内外新进展做了重点讨论。

石油地质学的主要研究对象包括油气成因、油气藏形成和油气分布规律三大课题，三者之间有着密切的联系。地壳上生成的石油和天然气是形成油气藏的物质基础，掌握了油气生成及其以后的活动规律，进而认识油气藏的形成及分布规律，才能正确地指出找油方向，有效地部署油气勘探工作。所以，正确解决油气成因问题有着重要的理论意义和实际意义。

同时，油气的生成不能脱离周围的自然环境，无论是自然界的各种有机物和无机物，还是其所处的物理、化学、生物及地质条件，都对油气的生成起着重要作用。因此，油气成因问题不能脱离其他学科孤立地研究。

本章拟根据这种观点，介绍生成油气的物质基础、地质环境和物理化学条件，阐明现代油气生成理论，总结油气成因现代模式。此外还对天然气成因类型及油气无机生成假说作了简略概括。

第1节　油气成因理论发展概况

石油和天然气的成因问题，是石油地质学界的主要研究对象之一，也是自然科学领域中争论最激烈的一个重大研究课题。这一问题的解决有助于提高人们对客观世界的正确认识。多年来，这一问题一直吸引着国内外地质学家、生物化学家和地球化学家。

人类对石油和天然气成因的认识，是在整个自然科学迅速发展的推动下，在油气勘探和开发实践过程中逐步加深的。由于石油、天然气的化学成分比较复杂，又是流体，现在找到油气藏的地方往往不是油气生成的地方，这就为研究油气成因问题带来了许多复杂性。因此，长期以来，关于油气成因问题，在原始物质、客观环境及转化条件等方面，都有过许多激烈的争论。

19世纪70年代以来，对油气成因问题的认识，基本上可归纳为无机生成和有机生成两大学派。前者认为石油及天然气是在地下深处高温、高压条件下由无机物变成的；后者主张油气是在地质历史上由分散在沉积岩中的动物、植物有机体转化而成。当时，实验室研究成果对两大学派都起了很大作用。人们模拟实际地质情况开展实验室研究，根据各自获得烃类的各种化学反应，结合油气勘探和开采中所取得的资料进行地质推论，产生了各种假说。但是，一个能被公认的石油成因学说，必须以自然界的普遍现象为基础，能够解释并预测地壳

上油气生成和分布的客观规律，指导人们的实际勘探工作。

在石油工业发展早期，人们从纯化学角度出发，认为石油是无机成因的。早期的油气无机成因理论归纳起来有以下几种。

（1）碳化物说：由俄国著名化学家Д. И. 门捷列夫于1876年提出。他认为在地球内部水与重金属碳化物相互作用，可以产生碳氢化合物：



$$3Fe_mC_n + 4mH_2O \rightarrow mFe_3O_4 + C_{3n}H_{8m}$$

地球形成时期，温度很高，使碳和铁变为液态，互相作用而形成碳化铁。由于它们密度较大，保存在地球深处。后来，地表水沿地壳裂隙向下渗透，与碳化铁作用产生碳氢化合物，后者又沿着裂隙上升到地壳的冷却部分。有些碳氢化合物浸透了岩石，形成油页岩、藻煤及其他含沥青岩石；有些碳氢化合物在地表附近受到氧化，形成地沥青等产物；如果碳氢化合物上升到地壳比较冷却的部分，冷凝下来形成石油，并在孔隙性岩层中聚集便可形成油藏。

（2）宇宙说：由俄国学者В. Д. 索可洛夫于1889年10月3日在莫斯科自然科学研究者协会年会上首次提出。宇宙说主张在地球呈熔融状态时，碳氢化合物就包含在它的气圈中；随着地球冷凝，碳氢化合物被冷凝岩浆吸收，最后，它们凝结于地壳中而成石油。宇宙说的基本论点是：1）在天体中碳和氢的储量很大，因此同样可以假设这些元素在地球上也很丰富；2）由碳、氢合成碳氢化合物是出现在天体发展的早期阶段，例如在温度小于1000℃时，甲烷可按下列方式生成：



$$CO + 3H_2 \rightleftharpoons CH_4 + H_2O$$



$$CO_2 + 4H_2 \rightleftharpoons CH_4 + 2H_2O$$

3）同其他天体一样，地球上形成的碳氢化合物后来为岩浆所吸收；4）当岩浆进一步冷却和紧缩时，包含在其中的碳氢化合物就沿断裂或裂隙分离出来。

由于碳化物说和宇宙说所依据的由无机物制成简单碳氢化合物的实验，至今未找到任何实地证据说明在自然界也发生过这样的过程，相反却找到越来越多的有机生成证据。所以，20世纪以来，上述古典的石油无机生成假说逐渐被人们忘记了。但是，20世纪50年代，原苏联地质界又兴起了无机生成思潮。

（3）岩浆说：1949年10月3日，在发表宇宙说60周年纪念日的同一讲坛上，原苏联学者Н.А. 库得梁采夫提出了石油起源岩浆说，并且强调要发扬几乎被遗忘了的宇宙说。于是，又引起了石油成因两大学派的激烈争论。

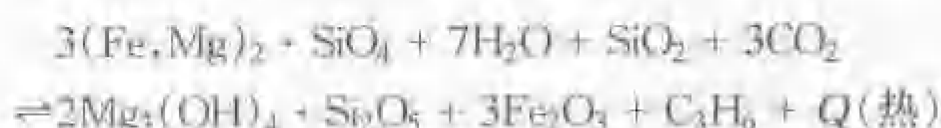
库得梁采夫首先提到，在许多天体上存在碳氢化合物、泥火山重复喷发、在所谓生油岩之下的岩浆岩和变质岩中形成和存在油气藏……等都是无机生成说的论据。他认为石油的生成同基性岩浆冷却时碳氢化合物的合成有关。这个过程是在高压条件下完成的，因而可以促使不饱和碳氢化合物聚合而成饱和碳氢化合物。

他还指出：因为岩浆中形成石油的过程在不断进行着，古老的油气通过扩散作用早已逸散消失，所以，所有的油藏，包括寒武系中的油藏，都是年轻的油藏。并且，依靠石油才在地球上产生了生物，石油中含有生物所需要的一切化学元素，因此，不是石油来自有机物质，恰好相反，而是有机物质来源于石油。

（4）高温生成说：切卡留克（Э. Б. Чекалюк，1971）根据合成金刚石的实验，用装

满矿物混合物（方解石、石英、六水泻盐等）代替石墨反应器，在高压 6000—7000MPa 和高温 1800K 下，几分钟后由反应器中分离出易挥发组分，包括甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、戊烷、己烷及少许庚烷。从而认为在深约 150km 的上地幔古顿堡（Гутенберг）层内，在温度超过 1500K、压力 5000MPa 下，由于有 FeO 及 Fe_3O_4 的参与，H_2O 与 CO_2 还原而成烃类。在强烈褶皱作用时，深部石油进入地壳沉积岩，并由低分子烃转化为高分子烃及环状烃[164]。

（5）蛇纹石化生油说：耶兰斯基（Н.Н. Еланский，1966，1971）根据某些油田发现在蛇纹岩及强烈蛇纹石化的橄榄岩中，例如原苏联伏尔加—乌拉尔油区的巴依土冈和丘波夫油田，遂提出橄榄石的蛇纹石化作用可以产生烃类[164]：



$$3(Fe,Mg)_2 \cdot SiO_4 + 7H_2O + SiO_2 + 3CO_2$$
$$\rightleftharpoons 2Mg_3(OH)_4 \cdot Si_2O_5 + 3Fe_2O_3 + C_3H_6 + Q(热)$$

橄榄石的蛇纹石化作用是发生在埋深 22～40km 的地壳玄武岩层底，橄榄岩同 12—22km 深处的深水圈层接触的结果。这种接触发生在地壳深拗陷，由于延伸扩张、裂开，水沿萌芽状态的断裂进入橄榄岩发育带，生成烃类又沿着断裂进入沉积岩。

但是，世界油气勘探及开采的大量生产实践和近代科学技术对烃源岩的研究，证明绝大多数油气田都分布在沉积岩中；极少数岩浆岩和变质岩中的油藏也同附近生油岩有关，是油气侧向和垂向运移聚集的结果。至于基性岩浆中只含有 0.5% 的碳，至今尚未证明它们能否形成碳氢化合物。所以，富有成效地指导世界油气勘探实践的，仍然是现代石油有机生成学说。

随着油气勘探的深入，人们对油气成因的认识也随之发展。总结 200 多年来世界油气勘探及开采的经验，结合近代科学技术在油气地质领域的研究成果，在解决油气成因问题时，必须正视下列客观事实：

（1）世界上已经发现的油气田 99.9% 都分布在沉积岩中。无论是在海相沉积盆地中，还是在陆相沉积盆地中，都发现了大油气田。而在与沉积岩无关的地盾和巨大结晶基岩突起发育区，没有找到油气聚集，例如加拿大、阿非利加、澳大利亚等地盾本部。

（2）从前寒武纪至第四纪更新世的各时代岩层中都找到了石油。如在我国河北省任丘市中、上元古界雾迷山组白云岩中发现了高产油田；委内瑞拉东部夸仑夸尔油田和美国加利福尼亚州夏陆油田都从上新统至更新统岩层中找到了商业油藏。但是，石油和天然气在地质时代上的分布很不均衡，这与沉积岩中有机质的分布状况相吻合，并且同煤、油页岩等可燃有机矿产的时代分布也有一定关系。

（3）世界上既没有化学成分完全相同的两种石油，也没有成分完全不同的石油。石油是由多种碳氢化合物组成的非常复杂的混合物。较老的古生代石油多为烷烃类，而年轻的第三纪石油成分则以环烷烃类为主。但是，大多数石油的化学组成十分相似，按质量计算，含碳 80%～88%、含氢 10%～14%，C/H 值在 5.9%～8.5%之间。所以，石油的相似性是主要的，这正好说明它们的成因可能大致相同，而它们在成分上的差异性则可能同原始生烃物质和生成环境的不尽相同以及油气生成后的经历变化有关。

（4）光谱分析证明，中、新生代的石油灰分以氧化铁为主（低于 70%），古生代的石油灰分则主要含氧化钒和氧化镍（低于 60%—80%）。将石油灰分与岩石圈比较，大大富集了

几种元素：

钒 2000 倍　　铜 50 倍

镍 1000 倍　　钴 30 倍

甚至还富集了铅、锡、锌、银等元素。而在石油与煤的灰分对比中，发现沉积岩的基本元素富集系数都在 1～5 以下，但是，钒、镍、铜、钴、铅、锡、锌、钡、银等稀有元素的富集系数却都超过 10～1000；这个吻合现象可能正是由于煤和石油都是有机生成的结果。

（5）从大量油田测试结果可知：油层温度很少超过 100℃，有些深部油层温度可以高达 141℃。在所有石油中，轻质芳香烃含量二甲苯＞甲苯＞苯，而当温度增加到 700℃时，就会急剧发生逆向变化；此外，石油中所含卟啉化合物、石油旋光性，以及环已烷、环戊烷与其同系物之间存在的一定关系，都证明石油是在低温条件下生成的。

（6）由前述上新世至更新世地层中发现商业油藏，表明生成石油并聚集成油藏所需的时间，大约不到一百万年。在委内瑞拉东部佩德纳尔斯，有一个厚约 6m 的砂层被封闭在约 61m 厚的帕里亚粘土层中，其中所含烃类浓度比周围的粘土层或连到地面的砂岩高出 4 倍。用 C^{14} 测定整个帕里亚层的沉积不到 1 万年，而所封闭的砂层沉积只有 5000 年左右。在砂层中平均含烃浓度约为 150×10^{-6}，减去整个地层平均含烃量 25×10^{-6}，剩下的 125×10^{-6} 就是在砂层沉积后聚集起来的；换言之，平均每年增加 0.025×10^{-6}。依此类推，只要一百万年就可聚集成一个丰富的油田了。

（7）我国石油地质工作者对青海湖及洞庭湖，美国 P.V. 史密斯对墨西哥湾，G.T. 菲利皮对加利福尼亚滨外大陆架，原苏联 B.B. 维别尔和 A.И. 高尔斯卡娅对里海、黑海及谢万湖的近代沉积物进行了研究。这些研究成果表明，在近代沉积物中确实存在着油气生成过程，至今还在进行着，而且生成的油气数量也很可观。这也为油气有机成因学说提供了有力的科学依据。

上述重要事实的存在，大大促进了石油有机生成理论的发展。特别是近代物理学、化学、生物学及地质学等基础理论科学领域的辉煌成就，色谱、光谱、质谱、电子显微镜和同位素分析等先进技术的广泛采用，为应用有机地球化学知识来解决油气成因问题创造了良好条件，不仅对古代沉积岩中生油岩的鉴别提供了科学根据，而且推动了对近代沉积中烃类生成过程的研究，“将今论古”，使石油有机生成的现代科学理论日趋完善。

在油气勘探初期，石油大部分发现于海相沉积岩中，使得不少石油地质学家认为只有海相沉积才能生成油气，因此，在石油有机生成学说中，曾经长期受“唯海相生油论”控制。但是，自本世纪 30 年代以来，随着各国油气勘探事业的进展，特别是我国陆相沉积盆地油气生成、油气藏形成及分布规律的科学研究及勘探实践，有力地支持了陆相地层同样能够生成大量石油和天然气的观点。国外石油地质学家也注意到陆相地层生油问题。早在 1941 年，我国石油地质学家潘钟祥发表了有关陕西、四川等地陆相生油的著名论文，论证了这些盆地的石油来自陆相地层。在五六十年代，我国相继在西北和东部中、新生代陆相盆地中发现了大量油田，甚至有大油田，如大庆油田。事实表明陆相地层不仅可以生油，而且可以生成大量的石油。随后，国内外学者对大量湖相沉积的研究都证明了湖相沉积物同样含有大量的生油母质，并具备使有机质向油气转化的条件，从而为陆相生油学说提供了有力的佐证。

在油气有机生成学说中，存在着早期生油说和晚期生油说两种观点。前者主张沉积物所含原始有机质在成岩过程中逐步转化为石油和天然气，并运移到邻近的储集层中去；后者认为沉积物埋藏到较大深度，到了成岩作用晚期或后生作用初期，沉积岩中的不溶有机质（即

干酪根）达到成熟，热降解生成大量液态石油和天然气。

70年代初，法国著名地球化学家B.P.Tissot等综合归纳前人的研究成果，建立了干酪根热降解生烃演化模式，提出并完善了干酪根晚期生烃学说，揭示了油气形成、演化与分布规律，这些新进展完善了油气有机生成学说[161]。

但是，原始有机质从沉积、埋藏到转化为石油和天然气，是一个逐渐演化的过程，不能由于晚期生油说的卓越贡献而完全排斥早期生油的可能性。在干酪根晚期生烃理论广泛为国际石油界所接受的同时，在世界上许多国家的油气勘探实践中，不断发现有"未熟—低熟"石油的存在，即在根本不具备成熟烃源岩的地区发现了石油，甚至在发育"未熟—低熟"烃源岩的地区，已探明的石油储量超过成熟烃源岩的可能生油量[6]。这表明自然界中确实还存在相当数量的各类早期生成的非常规油气资源。这一理论的形成无疑将进一步充实与完善油气成因理论，促使油气资源评价技术方法的改进和发展，拓宽油气勘探领域。因而宜将早期与晚期生油说两种观点统一起来，把原始有机质生成石油和天然气视为一个统一的发展演化过程。

近年来石油有机成因理论的又一进展是煤成烃理论的发展与完善。人们早就发现，煤和煤系地层能够生成大量天然气并聚集成藏。但长期以来，人们认为成煤环境不利于生油。60年代以来，在世界各地相继发现了一批与中、新生代煤系地层有关的油气田。这表明，煤系地层不仅是世界上天然气的主要来源，而且也能形成相当数量的石油聚集和大油田。近年来，煤成油研究和勘探已经引起国内外学者的关注，80年代以来，人们通过有机岩石学与地球化学相结合的方法和实验模拟对煤成油问题进行了深入的理论探讨，提出了煤系地层有机质生烃机理和有机质演化模式[81,83,84]。

石油和天然气的成因是一个非常复杂的理论问题。尽管目前油气有机成因理论日臻完善，在油气勘探实践中发挥了重要的作用，但并不能由此否定油气无机成因理论的科学价值。近20多年来，随着宇宙化学和地球形成新理论的兴起，板块构造理论的发展和应用，以及同位素地球化学研究的深入，为油气无机成因学派提供了理论依据，出现了地幔脱气说、费—托合成说等新假说，值得注意[43]。

总之，无论是油气有机成因理论还是无机成因假说，都还有许多问题尚待进一步深入研究，诸如地球深部和宇宙空间烃类的成因及分布、各种原始物质（包括有机物与无机物）转化为油气的详细机理、不同原始物质生成的石油或天然气有哪些特征、定量确定生油层及其生成数量和排烃效率等问题。相信随着现代科学技术和实验手段的发展，将使油气成因理论的科学研究更加完善；油气无机生成和有机生成理论的发展，将会对世界油气勘探事业做出更大的贡献。

第2节　生成油气的物质基础

一、生油气母质及其化学组成

根据油气有机成因理论，生物体是生成油气的最初来源。生物死亡后的残体经沉积作用埋藏于水下的沉积物中，经过一定的生物化学、物理化学变化形成石油和天然气。其中细菌、浮游植物、浮游动物和高等植物是沉积物中有机质的主要供应者。在不同沉积环境中不同类别生物体的天然组合，决定了沉积物中有机质的组成和类型。生成油气的沉积有机质主要由类脂化合物、蛋白质、碳水化合物以及木质素等生物化学聚合物组成，它们都具有比较

复杂的化学结构（图 2－1）。下面简要介绍这些化合物的组成和分布特征。

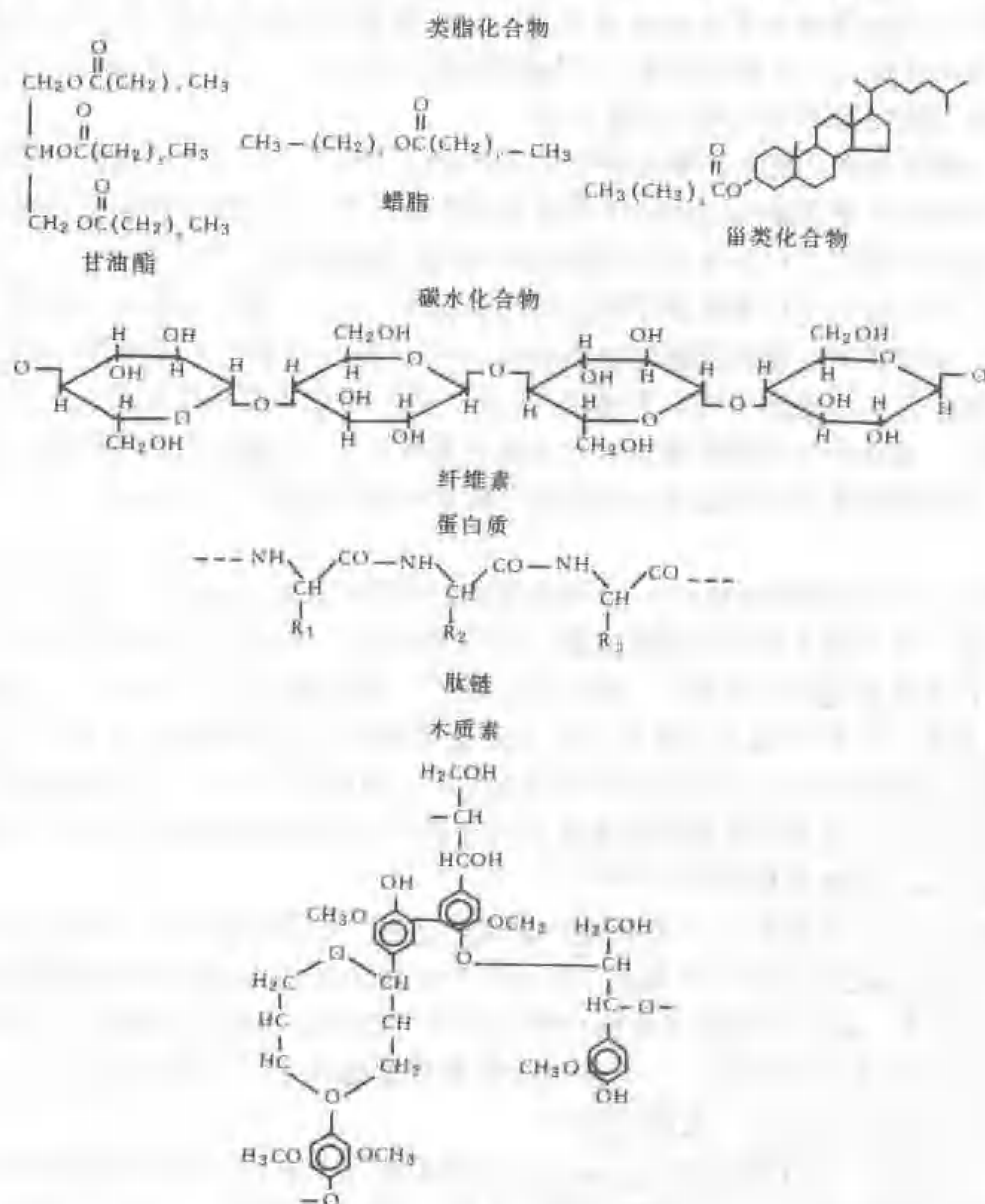


图 2－1　若干生物化学聚合物的结构示意图（据 A.Y.Huc，1980）

（一）脂类

又称类脂化合物，是生物体维持其生命活动不可缺少的物质之一。主要包括一些化学结构与油脂不同，但物态和物理性质与其相似的化合物，如磷脂、甾类和萜类等。尽管它们的化学组成千差万别，但却具有共同的特性，即不溶于水而溶于低极性的有机溶剂。动植物中的油脂是最重要的脂类，油脂大量分布于动物皮下组织、植物的孢子、种子及果实中。细菌和藻类也含有丰富的脂类。此外，还有角质、孢粉质等，它们存在于高等植物中。

（二）蛋白质

蛋白质是生物体中一切组织的基本组成部分，是生物体赖以生存的物质基础。在生物体的细胞中，除水外，80％以上的物质为蛋白质。蛋白质约占动物干重的 50％，同时它是生物体中含氮化合物的主要成分。据统计，地球表面每年合成的有机质中蛋白质占 1/3～1/4。但在沉积岩中却很少发现完整的蛋白质，这是由于蛋白质是一种性质不稳定的有机化合物，

在酸、碱或酶的作用下，发生水解形成氨基酸而被破坏。

（三）碳水化合物

碳水化合物又称糖类，是自然界中分布极广的有机物质，也是一切生物体的重要组成之一。几乎所有的动物、植物、微生物体都含有碳水化合物，其中在植物中含量最多。碳水化合物的元素组成为碳、氢和氧。碳水化合物按其水解产物可分为单糖、双糖和多糖。多糖是天然高分子化合物，在自然界分布很广，一般不溶于水，个别能在水中形成胶体溶液。植物中的纤维素、淀粉、树胶，动物体内的糖原，昆虫的甲壳等都是由多糖构成。多糖中对沉积有机质最有意义的是纤维素。通常，纤维素、半纤维素和木质素总是同时存在于植物的细胞壁中，构成植物支撑组织的基础。在藻类、放射虫等低等水生生物中没有或很少有纤维素，但有类似的藻酸、果胶等。

（四）木质素和丹宁

木质素和丹宁都具有芳香结构的特征。木质素是植物细胞壁的主要成分，在高等植物中可由芳香醇脱水缩合而成。木质素的性质十分稳定，不易水解，但可被氧化成芳香酸和脂肪酸。在缺氧水体中，在水和微生物的作用下，木质素分解，可与其他化合物生成腐殖质。

丹宁的组织和特征介于木质素与纤维素之间，主要出现在高等植物中。此外，还有一系列酚类和芳香酸及其衍生物广泛分布在植物中。它们是沉积有机质中芳香结构的主要来源，也是成煤的重要有机组分。

二、干酪根

石油及天然气来源于沉积有机质。早在古生代以前，地球上就出现了生物，随着地质历史的进展，生物广泛地发育和繁衍起来。现在地球上动物、植物种类繁多，数量很大，化学成分异常复杂。但是，大量动物、植物死亡后，多遭氧化破坏，对生成石油及天然气的原始物质而言，仍以沉积岩中的分散有机质为主。沉积物（岩）中的沉积有机质经历了复杂的生物化学及化学变化，通过腐泥化及腐殖化过程形成干酪根，成为生成大量石油及天然气的先驱。

（一）干酪根的定义和形成

干酪根（Kerogen）一词最初是被用来描述苏格兰油页岩中的有机质，经蒸馏后能产出似蜡质的粘稠石油。后来被引用泛指现代沉积物和古代沉积岩中不溶于一般有机溶剂的沉积有机质。1979年，Hunt将干酪根定义为沉积岩中所有不溶于非氧化性的酸、碱和非极性有机溶剂的分散有机质。这一概念已逐渐被石油地质界和地球化学界所接受。与其相对应，岩石中可溶于有机溶剂的部分，称为沥青（Bitumen）。常用的有机溶剂如氯仿、苯、甲醇—苯等皆为非极性化合物，并且是在80℃以下进行抽提的。

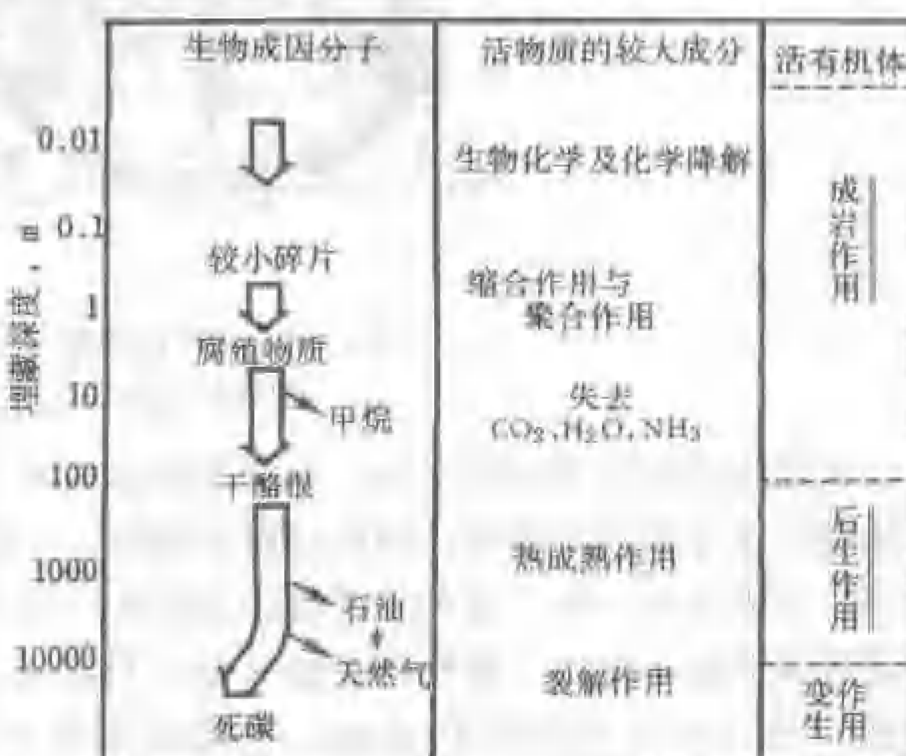


图2-2　沉积物和沉积岩中有机质的转化

（据D. W. Waples，1985，修改）

干酪根的形成实际上在生物体衰老期间就已开始（图2-2），这时有机组织开始发生化学及生物降解和转化[163]，结构规则的大分子生物聚合物（如蛋白质、碳

水化合物等）部分或完全被分解，形成一些单体分子，它们或遭破坏，或构成新的地质聚合物，这是通过腐泥化或腐殖化作用的产物，是一些结构不规则的大分子。这些地质聚合物是干酪根的先驱，但还不是真正的干酪根。在沉积物的成岩作用过程中，地质聚合物变得更大、更复杂、结构欠规则；至埋藏到数十或数百米后，具很大分子量的干酪根才真正发育起来。

成岩作用可使 H_2O、CO_2 和 NH_3 从地质聚合物中失去（图 2－2）。如果沉积物中发生乏氧硫酸盐还原，沉积物耗尽了重金属离子（常出现在碳酸盐沉积物中），大量硫会并入干酪根中，而原始有机质本身提供的硫却很少。在这个阶段，C＝C 双键活动性大，易转化为饱和或环状结构。

干酪根的形成伴随着其同氧化作用破坏有机质的竞争。在沉积盆地中，有机质氧化多由细菌引起，后者喜好浸袭生物成因小分子或类似的生物分子。在氧化环境内，许多小生物分子在形成地质聚合物前就会受到细菌破坏；而在还原环境内，细菌活动减弱，为地质聚合物保存提供了有利条件，有助于干酪根的形成。

（二）干酪根的成分和结构

干酪根是沉积有机质的主体，约占总有机质的 80%～90%，Hunt[136]认为 80%～95% 的石油烃是由干酪根转化而成。Durand[125]估计在沉积岩中，干酪根总量约比化石燃料资源总量大 1000 倍（图 2－3）。所以，人们日益认识到研究干酪根的重要性。

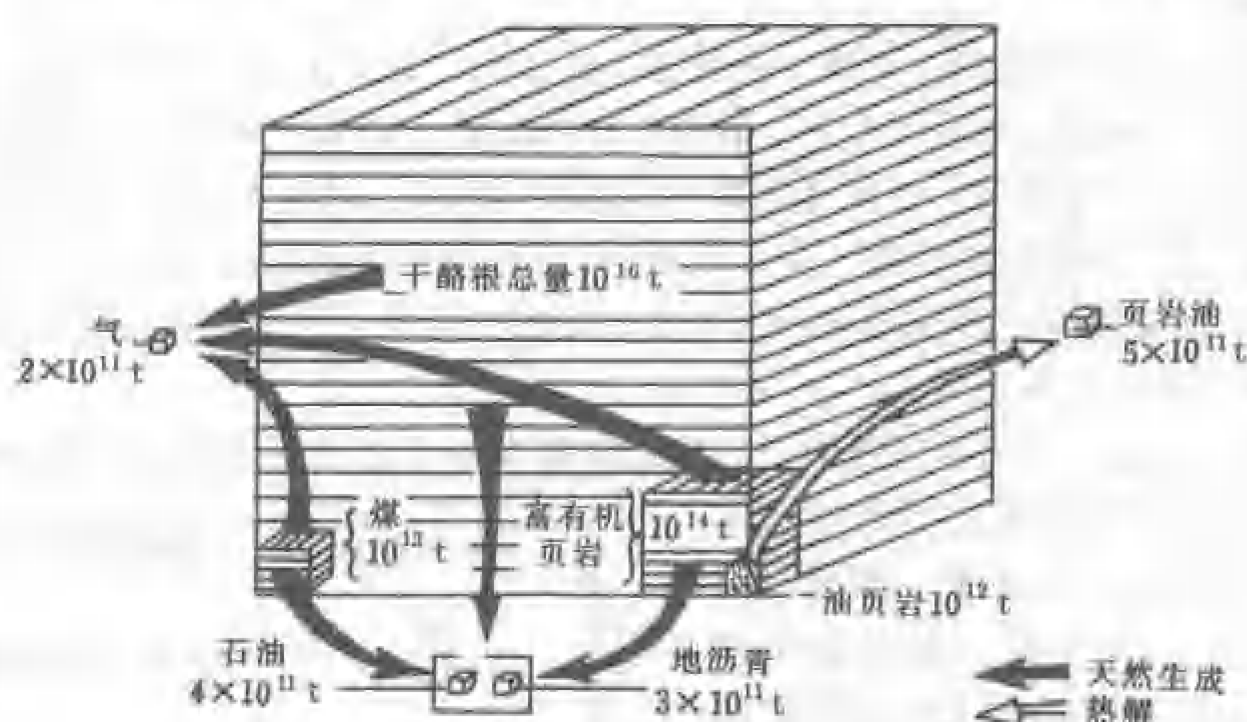


图 2－3　干酪根数量与化石燃料最大资源的比较（据 B.Durand，1980）

干酪根的成分和结构复杂，它的不溶性和大分子复杂性，以及来源和经历千差万别等，都给研究干酪根带来困难。国内外研究表明，干酪根是一种高分子聚合物，没有固定的化学成分，主要由碳、氢、氧和少量硫、氮组成，没有固定的分子式和结构模型。Durand 等[125]根据世界各地 440 个干酪根样品的元素分析结果，将质量百分含量综合表示如图 2－4。图中显示出五种元素的相对分布、平均值及变化范围，平均碳：76.4%，氢：6.3%，氧：11.1%，三者共占 93.8%，是干酪根的主要成分。

80 年代以来，人们通过对干酪根进行高温热解或低温降解，使其成为低分子量产物，揭示出它们含有活有机体中鉴定出来的全套有机结构，包括萜类、甾族、卟啉、氨基酸、

糖、羧酸、酮、醇、烯烃和醚桥。

对干酪根的成分结构研究最详细的是美国尤英塔盆地第三系始新统绿河页岩和原苏联爱沙尼亚奥陶系库克页岩。尤其前者曾经美国、英国、法国及南斯拉夫等国学者用不同方法加以研究，获得了类似结论：由碳、氢、氧、硫、氮等元素组成，含脂肪族化合物甚多，环状化合物占优势；结构呈三维网状系统，由链状桥所交联的多个核被桥键和各种官能团联接而成，图 2-5 为 B.P.Tissot 等提出的绿河页岩干酪根结构示意图。

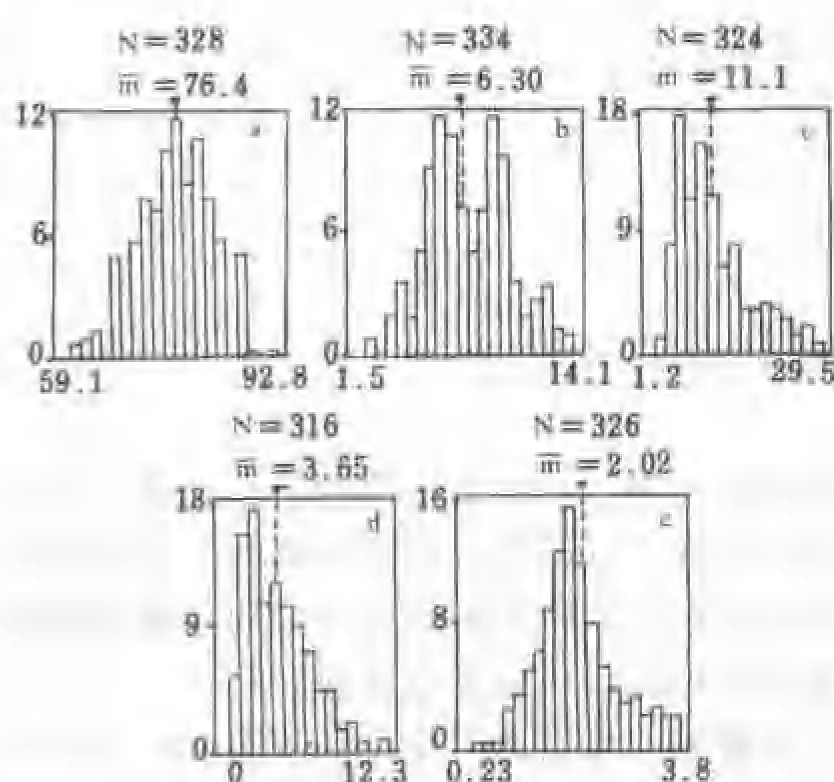


图 2-4 干酪根的元素含量分布
（据 B.Durand & J. C. Monin，1980，修改）
横坐标：元素含量/样品质量，%；纵坐标：频率，%；
N—样品数；m—平均值；a—碳；
b—氢；c—氧；d—有机硫；e—氮

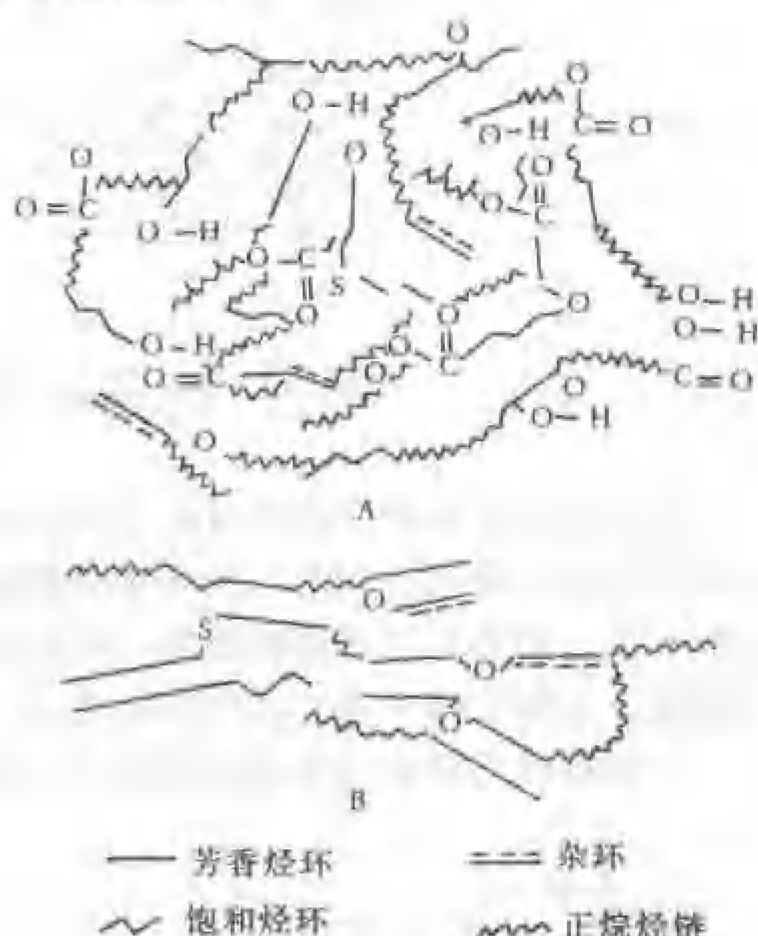


图 2-5 绿河页岩干酪根结构图解
（据 B.P.Tissot 等，1978）
A—微弱演化；B—强烈演化

爱沙尼亚奥陶系 Kukersite 油页岩被视为腐泥煤。其平均元素组成是碳：77.1%～77.8%，氢 9.5%～9.8%，氧 9.7%～10.2%，硫 1.7%～1.9%。据 A.S.Fomina[131] 在 50℃下用碱性高锰酸盐氧化 Kukersite 油页岩干酪根得到许多酸性产物：α，ω-二羧酸 C_4～C_{18}，α-甲基二羧酸 C_5～C_{18}，饱和三羧酸 C_6～C_{17}，正构单羧酸 C_2～C_{26}，异构单羧酸 C_7～C_{19}，苯基羧酸 C_8～C_{11}，对苯二酸等；芳香烃产物很少，不到干酪根总碳数的 1%。所以，他设想 Kukersite 油页岩干酪根可能 70% 左右是由脂肪族结构组成，且 40% 烃类呈直链状。

干酪根的元素及化合物组成和结构变化都很大，干酪根的类型和演化程度不同，具有不同的结构模型，因此，不可能存在干酪根的单一结构模型[86]。

我国黄县褐煤有机质的结构与绿河干酪根及腐泥煤的结构不同。秦匡宗等[78]研究表明，黄县褐煤的主要结构参数为：芳碳率 0.59；芳氢率 0.21；芳族取代率 0.54；芳族内平均环数为 2。以 100 个碳原子为基准，结合元素分析，其化学结构式为 $C_{100}H_{102}O_{24}N_2S$，设杂原子氮与硫均以杂环状态存在，其结构模型可由图 2-6 表示。

（三）干酪根的类型和演化

在不同沉积环境中，由不同来源有机质形成的干酪根，其性质和生油气潜能差别很大。前已述及，干酪根是沉积有机质的主体，因而干酪根的类型基本上反映出沉积有机质的类

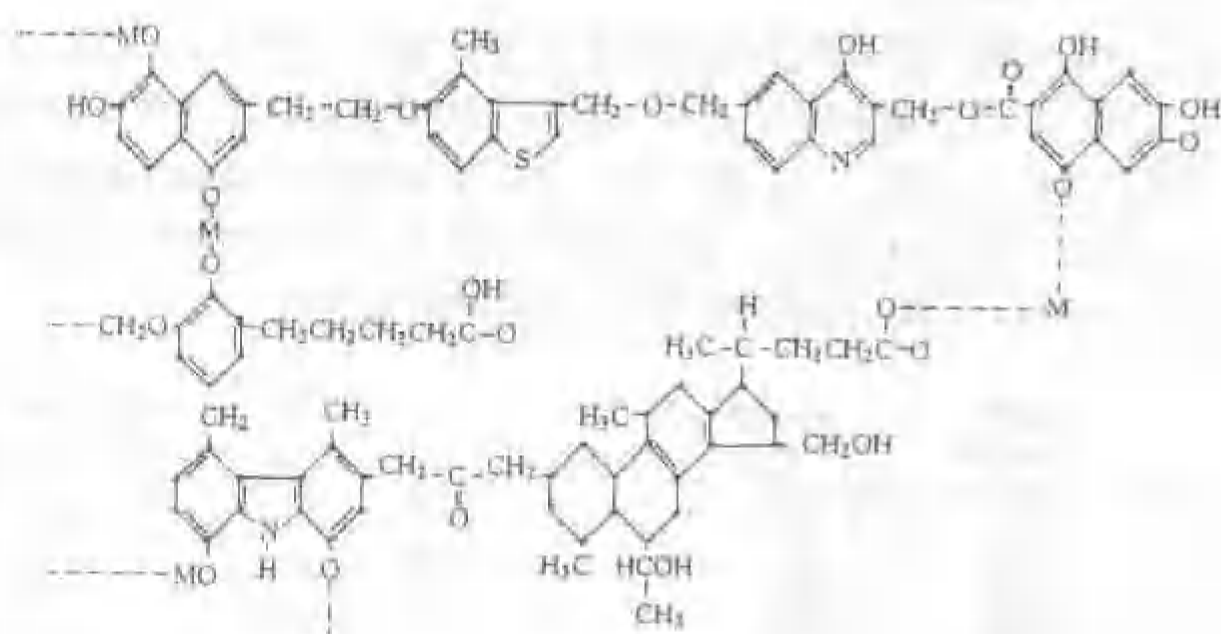


图 2－6　黄县褐煤有机质的结构模型（据秦匡宗等，1990）

型。

所有沉积有机质大致可以区分为腐泥型和腐殖型两大类：前者系指脂肪族有机质在缺氧条件下分解和聚合的产物，来自海洋或湖泊环境水下淤泥中的孢子及浮游类生物，它们可以形成石油、油页岩、藻煤和烛煤；后者系指泥炭形成的产物，来自有氧条件下沼泽环境的陆生植物，主要可以形成天然气和腐殖煤，在一定条件下也可以生成液态石油。

为了查明干酪根的类型及其特征，可用光学（透射光、反射光）和化学两种方法进行研究。

1．光学分类

孢粉学家用盐酸和氢氟酸除去无机矿物质后，将有机残渣放在显微镜透射光下观测，划分出藻质、无定形、草质、木质和煤质五种组分。藻质和无定形组分均来源于海、湖水生浮游生物，前者可识别出藻类形态，后者呈多孔状、非晶质、无结构、无定形的云雾状，没有清晰的轮廓；草质组分由孢子、花粉、角质层、叶子表皮和植物细胞构造所组成，大部分来源于陆地；木质组分呈易辨认的长形木质构造的纤维状物质，来源于陆地高等植物；煤质组分是陆地天然碳化的植物物质和再沉积的碳化物质。随着埋藏深度的加大，地温升高，上述组分的生油气潜能按藻质→无定形→草质→木质→煤质顺序依次减小（图 2－7）。

煤岩学家在显微镜下用放大 25～50 倍的油浸物镜，在反射光下观测煤或干酪根的显微组分，可划分为腐泥组、壳质组、镜质组及惰质组四组。腐泥组包括无定形体和藻质体，其中无定形体为絮状或团块状、薄膜状；壳质组呈暗灰色，富含氢，由孢子、角质、树脂、蜡组成，包括孢粉体、角质体、树脂体、木栓质体等；镜质组呈灰白色，富含氧，具镜煤（Vitrain）特征，由同泥炭成因有关的腐殖质组成，包括结构镜质组和无结构镜质组；惰质组呈黄白色，富含碳，包括碎质体、菌质体、丝质体、半丝质体，在碳化过程中，属不活泼成分。以上四组的反射率依次增大，生油潜能依次降低。

将干酪根放在镜下观察，也可测定演化程度。随埋深加大，温度升高，干酪根的透明度减弱、反射率增大、颜色变深。

2．化学分类

法国石油研究院根据不同来源的 390 个干酪根样品的碳、氢、氧元素分析结果，利用范·克雷维伦（D.W. Van Krevelen）图解，将干酪根划分为三种主要类型（图 2－8）：

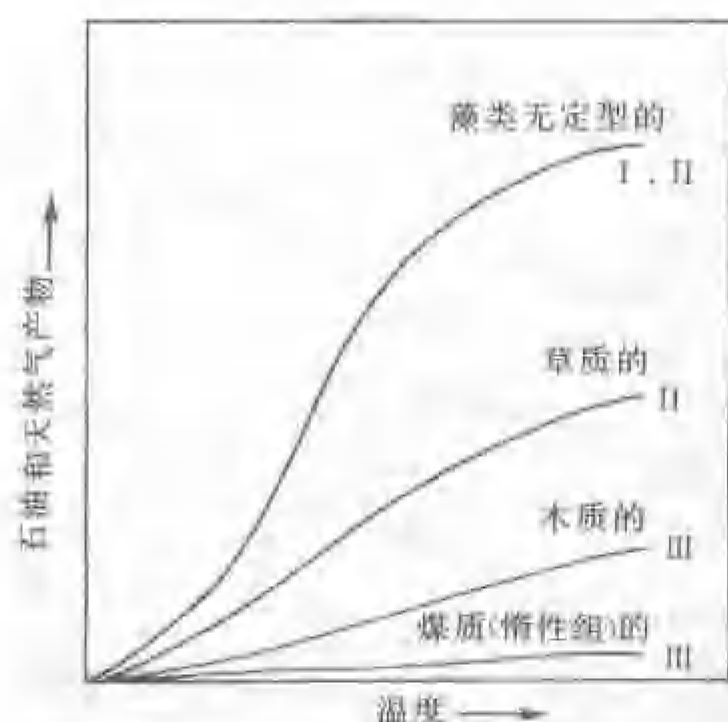


图2-7 透射光有机组分的温度增加效应
(据J. M. Hunt, 1979)

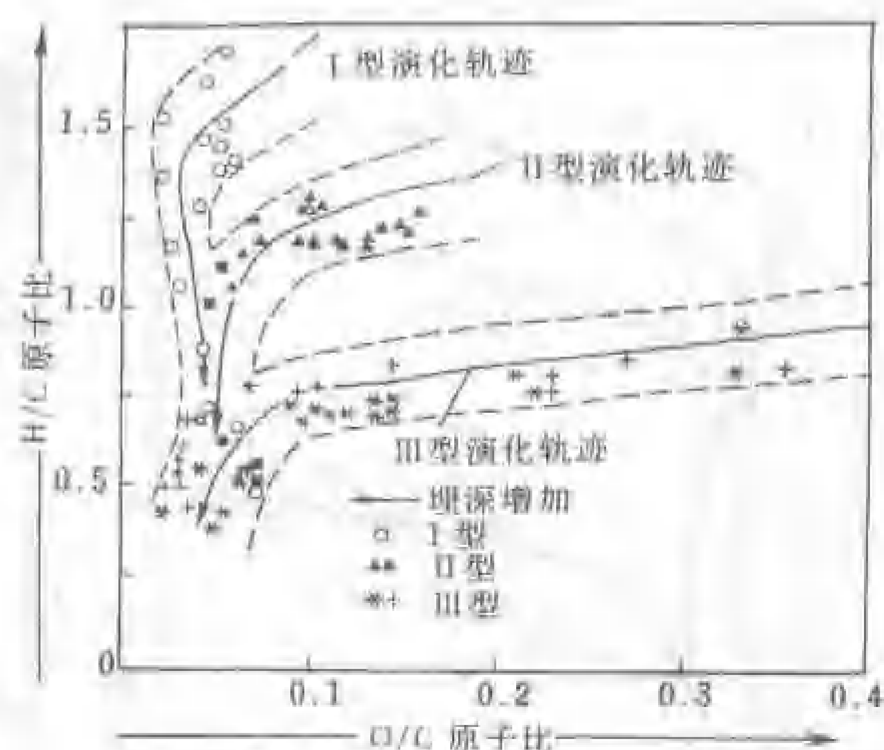


图2-8 不同来源干酪根的元素分析图解
Ⅰ型：○ 美国尤英斯盆地绿河页岩(据B.P.Tissot等,1978)；
Ⅱ型：▲ 法国巴黎盆地下托尔页岩(据B.Durand等,1972)；
■ 德国里阿斯期波西多尼希费组(据B.Durand)；
Ⅲ型：* 喀麦隆杜阿拉盆地洛格巴巴页岩(据B.Durand等,1976)；+ 腐殖煤(据B.Durand等,1977)

Ⅰ型干酪根：原始氢含量高和氧含量低，H/C原子比介于1.25～1.75，O/C原子比介于0.026～0.12。以含类脂化合物为主，直链烷烃很多，多环芳香烃及含氧官能团很少；它可以来自藻类堆积物，也可能是各种有机质被细菌强烈改造，留下原始物质的类脂化合物馏分和细菌的类脂化合物；生油潜能大，相当于浅层未成熟样品质量的80%。美国尤英塔盆地始新统绿河页岩，我国松辽盆地下白垩统青山口组一段、嫩江组一段，以及泌阳盆地下第三系核桃园组等典型湖相沉积的干酪根皆属此类。

Ⅱ型干酪根：原始氢含量较高，但稍低于Ⅰ型干酪根，H/C原子比介于0.65～1.25，O/C原子比介于0.04～0.13。属高度饱和的多环碳骨架，含中等长度直链烷烃和环烷烃甚多，也含多环芳香烃及杂原子官能团；来源于海相浮游生物(以浮游植物为主)和微生物的混合有机质；生油潜能中等，例如法国巴黎盆地侏罗系下托尔统页岩经热解后，产物约为有机质原始质量的60%。北非志留系、中东白垩系、西加拿大泥盆系以及我国东营凹陷下第三系沙三段的干酪根均属此类。

Ⅲ型干酪根：原始氢含量低和氧含量高，H/C原子比介于0.46～0.93，O/C原子比介于0.05～0.30。以含多环芳香烃及含氧官能团为主，饱和烃链很少，被联接在多环网格结构上；来源于陆地高等植物，含可鉴别的植物碎屑甚多，可被河流带入海、湖成三角洲或大陆边缘；热解时可给出30%产物，与Ⅰ、Ⅱ型相比，对生油不利，但埋藏到足够深度时，可成为有利的生气来源。喀麦隆杜阿拉盆地上白垩统及我国陕甘宁盆地下侏罗统延安组的干酪根属此类。

图2-8表明以上三类干酪根的原始化学成分结构有显著区别：Ⅰ型轨迹起始点及其附近，含大量脂肪族烃结构；Ⅲ型起始点及其附近，大部分由带含氧官能团的多环芳香烃结构组成；而Ⅱ型则介于Ⅰ、Ⅲ型之间，以具多环饱和烃结构为特征。这些区别说明了它们的原始物质、沉积环境和地质经历的差异。

3. 应用岩石热解参数划分干酪根类型

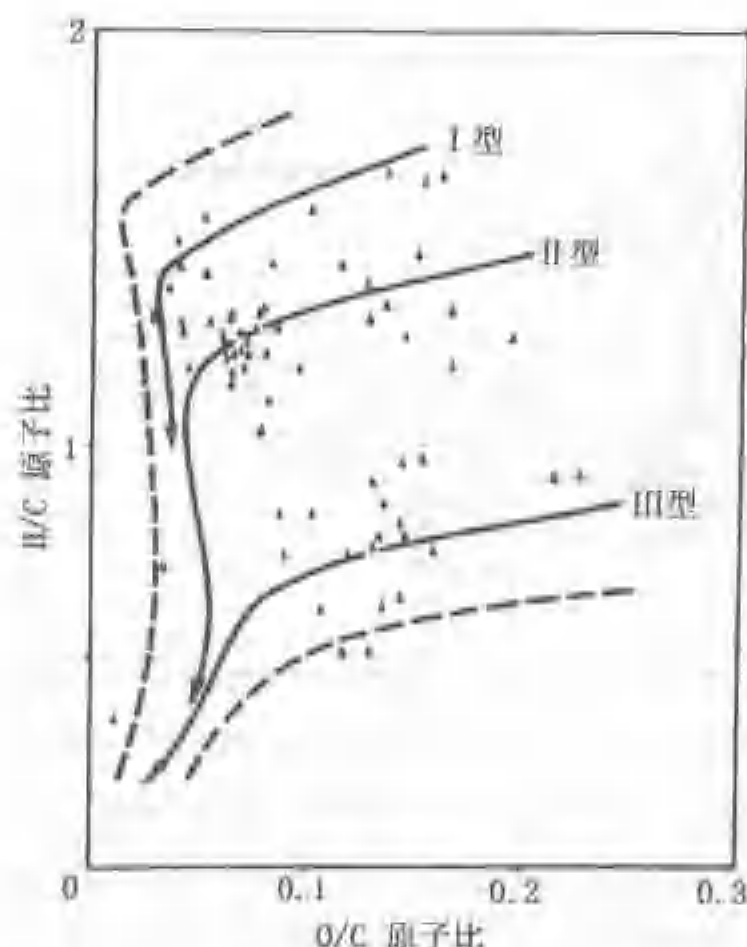


图 2-9　我国主要陆相含油气盆地干酪根的元素分析图解(据王铁冠,1995)

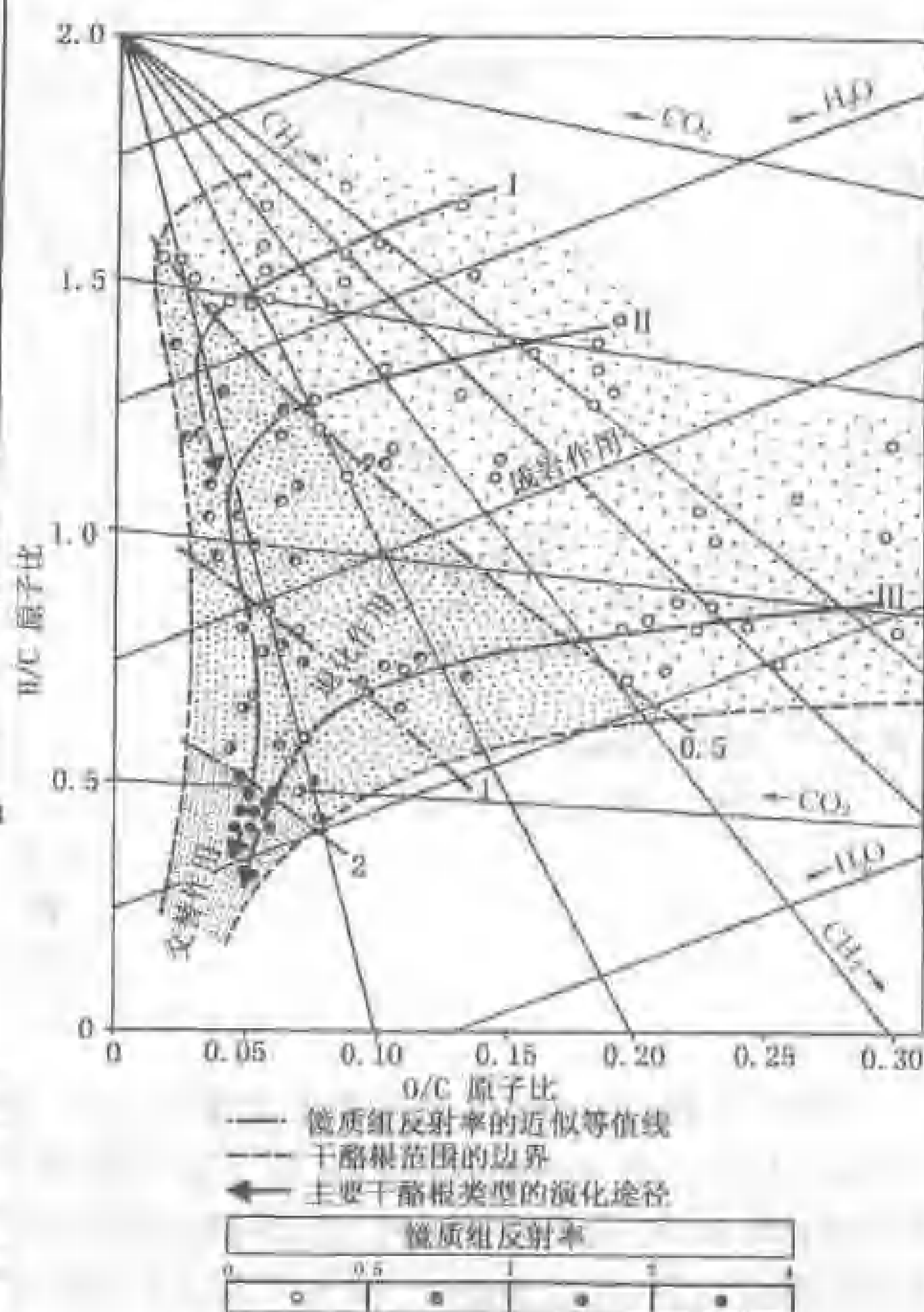


图 2-10　不同类型干酪根热演化图(据 B.P.Tissot 等,1984)

岩石热解参数也可用于划分有机质的类型。用生油岩评价仪可测定生油岩中的游离烃(S_1)、热解烃(S_2)、CO_2(S_3)和最大热解峰温(T_{max}),这些参数可直接或间接地用于确定有机质的类型。目前最常用的是根据氢指数 I_H 和氧指数 I_O 的关系确定有机质类型参数。其中 $I_H=S_2$/有机碳含量,$I_O=S_3$/有机碳含量,这两个参数与干酪根元素组成存在密切的联系,并且氢指数与 H/C 原子比、氧指数与 O/C 原子比之间有着良好的相关性,因此可直接把这两个参数绘制在 Van Krevelen 图上,显示出与元素原子比相似的类型划分效果。

我国主要陆相含油气盆地泥质岩中干酪根也可划分为上述三种类型(图 2-9),但以Ⅱ型为主,王铁冠[82]根据我国六个陆相盆地 70 个样品统计,Ⅱ型干酪根占 48.5%,Ⅰ、Ⅲ型分别为 22.9%和 28.6%。

Hunt 综合各种干酪根类型的特征(表 2-1)之后,阐明了上述光学与化学分类的关系及其主要化学特征。

随着埋藏深度的增加,以上三类干酪根都会沿着各自轨迹演化,O/C 原子比和 H/C 原子比先后相继减小,碳富集,都向碳极收敛(图 2-10)。这说明在埋藏过程中,当温度和压力增加时,沉积有机质是不稳定的,大多数含氧化合物不及饱含氢化合物稳定,所以氧首先形成气体(CO_2、H_2O)逸出。

法国石油研究院 Tissot 等用巴黎盆地下托尔统页岩浅层岩样进行了干酪根热演化人工模拟试验,结果证明实验室高温快速模拟与自然界低温慢速演化类似(图 2-11),这为在实验室内人工模拟油气生成过程提供了先例。

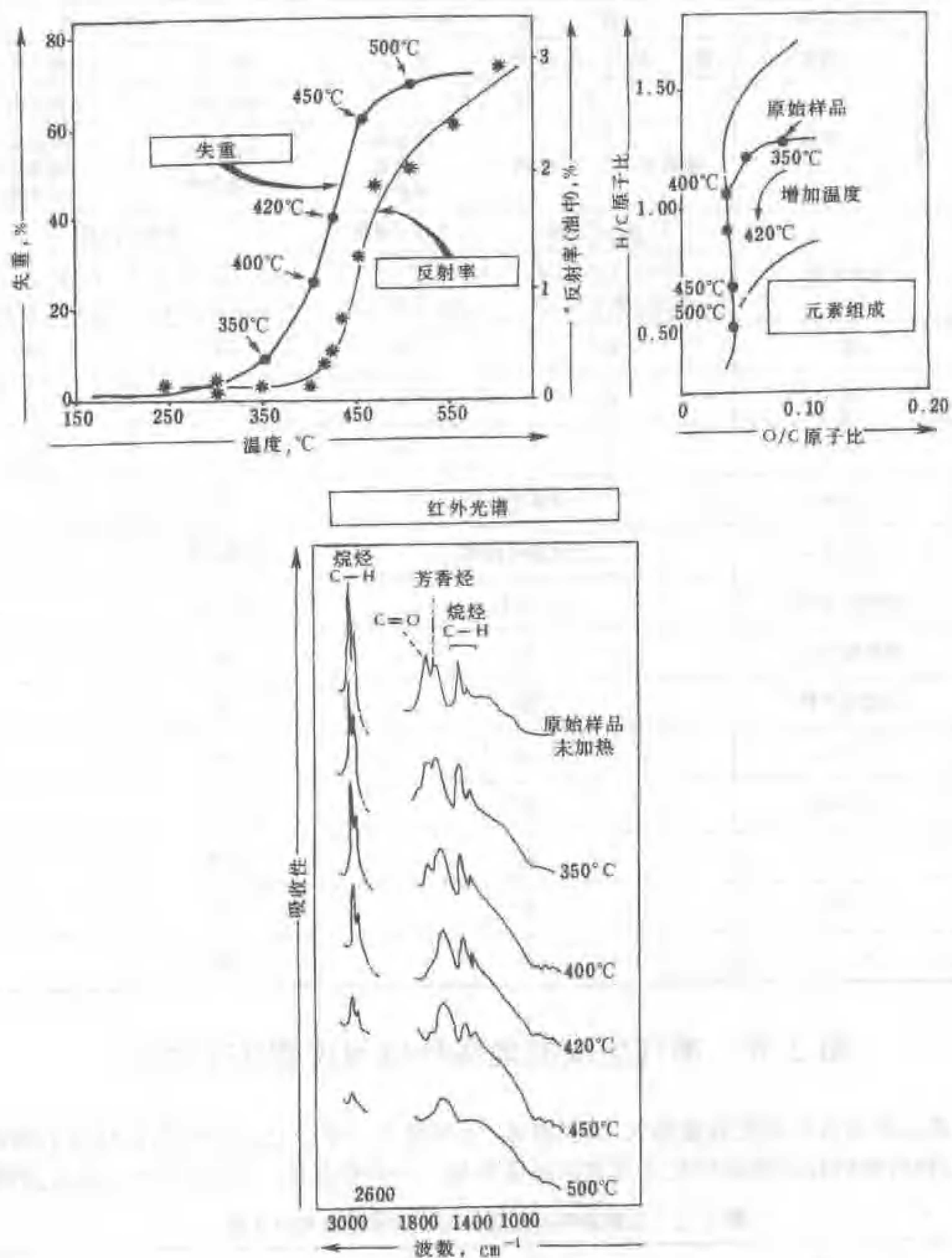


图 2-11 干酪根热演化人工模拟实验

(据 B.P.Tissot 等，1978)

恒定加热速度 4℃/min；反射率是用总有机物测定的

表 2－1　干酪根类型及其特征（据 J.M.Hunt，1979，修改）

项目			腐泥型			腐殖型	
主要特征	有机质类型		腐泥型			腐殖型	
主要特征	光学分类	透射光	藻质	无定形	草质	木质	煤质
主要特征	光学分类	反射光	壳质组			镜质组	惰质组
主要特征	光学分类	反射光	藻质体	无定形	孢质体 角质体 树脂体	前镜质体 真镜质体	碎质体 菌质体 丝质体
主要特征	化学分类		Ⅰ、Ⅱ型干酪根		Ⅱ型干酪根	Ⅲ型干酪根	
主要特征	化学分类		H/C 1.7～0.3 O/C 0.1～0.02		H/C 1.4～0.3 O/C 0.2～0.02	H/C 1.0～0.3 O/C 0.4～0.02	H/C 0.45～0.3 O/C 0.3～0.02
元素组成，%	碳		83		82	83	89
元素组成，%	氢		11		8	5	3.5
元素组成，%	氧		6		10	12	7.5
生物标志物	nC_{15}～nC_{21}		奇碳优势			无	
生物标志物	nC_{27}～nC_{33}		无（或偶碳优势）			奇碳优势	
生物标志物	姥鲛烷/植烷		低（<1）			高（>3）	
生物标志物	姥鲛烷/nC_{17}		低			高	
生物标志物	萜类化合物		低			高	
脂肪酸	C_{12}～C_{18}		高			低	
脂肪酸	C_{24}～C_{36}		低			高	
烃产量	C_1		高			中等	
烃产量	C_2～C_{14}		高			低	
烃产量	C_{15+}		高			低	

第 3 节　油气生成的地质环境与物理化学条件

地壳上原始有机质的数量很大、种类繁多、结构复杂。欲使这些有机质转化为石油烃类，其堆积、保存和转化过程必须处于适宜的地质环境——沉积盆地。正如表 2－2 所示：沉积岩

表 2－2　沉积岩中有机质与石油的元素组成对比表

元　　素	沉积岩中的有机质，%	石油，%
碳	52～71	83～87
氢	7～10	11～15
氧	15～35	痕量～4
氮	4～6	痕量～4
硫	—	痕量～4

中的有机质要向石油转化必须经历一个碳、氢不断增加而氧不断减少的过程，即为一个去氧、加氢、富集碳的过程。C.E.ZoBell 研究了不同成岩阶段的沉积有机质和石油的元素组成，结果表明随埋藏深度的加大，氧、氮、硫、磷逐渐减少，而碳、氢相对富集（表 2－3）。所以，原始有机质的堆积、保存和转化过程，必须是在还原条件下进行，而还原环境的形成及其持续时间的长短则受当时的地质及能源条件所制约。

表 2－3 不同深度沉积物中有机质与石油的元素组成（据 C.E.ZoBell）

深 度	物质类型	碳，%	氢，%	氧，%	氮，%	磷，%
浅 ↓ 深	海洋腐殖泥	52	6	30	11	0.8
	近代沉积	58	7	24	9	0.6
	古代沉积	73	9	14	0.3	0.3
	石 油	85	13	0.5	0.4	0.1

一、油气生成的地质环境

原始有机质在陆地表面难以保存。大气中的氧自由出入，有机质易被氧化破坏。当原始有机质在比较广阔的长期被水（海水或湖水）淹没的低洼地区沉积下来，水体起着隔绝空气的作用，即使水体含有一定量氧气，一部分有机质被氧化而消耗后，其他大量有机质仍然能够保存下来并向油气转化。但是，这种有利于有机质堆积、保存和转化的地质环境，并不是到处都有，它们受到区域大地构造和岩相古地理等条件的严格控制。

（一）大地构造条件

板块构造学说认为地球表层是由若干个岩石圈板块拼合而成。这些岩石圈板块的水平运动中包含着垂直构造运动的性质，因而在地质历史上能够形成各种类型的沉积盆地，为油气生成、聚集提供了有利场所。

在板块相互作用带上，板块的离散运动和聚敛运动都包含有垂直构造运动。但是，纯粹的转换运动则不带垂直运动性质。可见只有前两种板块运动才与沉积盆地的形成密切相关：在离散板块分离处，伴随着洋壳生成、地壳变薄引起下沉、弯曲，出现张性环境中的各种沉积盆地；在聚敛板块接合处，伴随着洋壳消亡、陆壳增厚和碰撞造山带上升，沿着造山带的翼部出现许多沉积盆地。在时间顺序上，某一盆地在不同时期可以发生在不同类型的环境中，也可以逐渐过渡[98]。

板块的边缘活动带、板块内部的裂谷、拗陷，以及造山带的前陆盆地、山间盆地等大地构造单位，是在地质历史上曾经发生长期持续下沉的区域，是地壳上油气资源分布的主要沉积盆地类型。在这些沉积盆地中，沉降幅度迅速被沉积物相应接近补偿，因而在沉积盆地的各个沉降时期中，研究沉降速率（v_s）与沉积速率（v_d）之间的关系至为重要。若沉降速率远远超过沉积速率（$v_s >> v_d$），水体急剧变深，生物死亡后，在下沉过程中易遭巨厚水体所含氧气的氧化破坏；反之，若沉降速率显著低于沉积速率（$v_s << v_d$），水体迅速变浅，乃至盆地上升为陆，沉积物暴露地表，有机质易受空气中的氧所氧化，也不利于有机质的堆积和保存。只有在长期持续下沉过程中伴随适当的升降，沉降速率与沉积速率相近或前者稍大时，才能持久保持还原环境。在这种条件下，不仅可以长期保持适于生物大量繁殖和有机质免遭氧化的有利水体深度，保证丰富的原始有机质沉积下来；而且可以造成沉积厚度大、埋藏深度大、地温梯度大，生、储层频繁相间广泛接触，有助于原始有机质迅速向油气转化并广泛排烃的优越环境。我国许多

大型沉积盆地具备这种有利条件，成为油气资源蕴藏丰富的区域。渤海湾盆地早第三纪深断陷内沉积厚度达 3000～5000m，沉积速率约 0.12－0.18mm/a，埋藏深度最大可达 4000～8000m，地温梯度平均 3.95～5℃/100m，十分有利于生成丰富的油气资源。其下伏中生界、古生界及中、上元古界的巨厚沉积，也具备良好的生油条件。其他如松辽、四川、准噶尔、塔里木……等大型盆地都拥有较长的发育历史。表 2－4 列举了我国主要大型陆相沉积盆地的面积、持续沉降时间及沉积岩最大厚度。它们的发育时间多经历了 3－5 个纪，多逾 150～250Ma，陆相沉积岩系最厚可逾 7000～8000m，少则 4000～5000m，为我国陆相生油层系的发育奠定了基础。

表 2－4 我国主要大型陆相湖盆的发育特征

（据石油工业部石油勘探开发研究院，1977）

盆地名称	陆盆			湖相沉积		
	面积 $\times10^4km^2$	持续时间 Ma	最大厚度 m	面积 $\times10^4km^2$	持续时间 Ma	最大厚度 m
塔里木	56.3	175(J、K、R)	10000±	?		
陕甘宁	32.0	155(T、J、K)	3600	5.0	40	600
渤海湾	21.3	133(K、R、Q)	10000±	?	40	1100－1800
松辽	26.1	175(J、K、R)	5000	8.7～20.0	50	1200
四川	23.0	120(J、K)		6.0	J_2 大安寨—凉高山时	
柴达木	12.1	18(J、K、R、Q)	12000	0.7	20(J_3+N_1)	2000
准噶尔	13.1	265(P、T、J、K、R)	10000	?	40(P?)	2000－3000

此外，在一个大型沉积盆地内，由于断裂分割或沉降速率的差异，造成盆底起伏不平，出现许多次级凸起与凹陷，使有机质不必经过长距离搬运便可就近沉积下来，避免途中氧化。所以，这种沉积盆地的分割性对有机质的堆积与保存都有利。华北地区从中生代以来的块断升降作用，造成了第三系多断陷、多生油中心的显著特点。

（二）岩相古地理条件

国内外油气勘探实践证明：无论海相或陆相，都可能具备适合于油气生成的岩相古地理条件。在海相环境中，一般认为浅海区及三角洲区是最有利于油气生成的古地理区域。在浅海大陆架范围内，水深一般不超过 200m，水体较宁静，阳光、温度适宜，生物繁盛，尤其各种浮游生物异常发育，死亡后不需经过太厚的水体即可堆积下来；在三角洲发育部位，陆源有机质源源搬运而来，加上原地繁殖的海相生物，致使沉积物中的有机质含量特别高，是极为有利的生油区域；至于海湾及泻湖，因有半岛、群岛、沙堤或生物礁带与大海相隔，携带大量氧气的汹涌波涛难以侵入，新的氧气不易补给，在这种半闭塞无底流的环境中，也对保存有机质有利。在这些浅海区域，浮游生物特别发育，属于Ⅱ型干酪根；若有陆源有机质加入，则可见到Ⅱ型与Ⅲ型干酪根的混合产物。波斯湾盆地的中、新生界，西西伯利亚的侏罗系、白垩系，墨西哥湾的中、新生界，以及我国四川盆地的志留系、二叠系、三叠系都属于浅海环境的产物。而在滨海区和深海区，不利于有机质保存和油气生成。在滨海区，海水进退频繁，浪潮作用强烈，不利于生物繁殖和有机质的堆积保存；深海区生物本来就少，死后下沉至海底需经历巨厚水体，易遭氧化破坏，加上离岸又远，陆源有机质需经长途搬运，早被淘汰氧化，都不利于有机质的堆积和保存。

值得注意的是，随着世界油气工业的发展，人们已开始注意到大陆架以外的深海区域找油气的远景，包括深海平原、大陆坡和小洋盆地区，已经开始进行海上勘探工作。

大陆深水—半深水湖泊是陆相生油岩发育的区域。一方面湖泊能够汇聚周围河流带来的大量陆源有机质，增加了湖泊营养和有机质数量；另一方面湖泊有一定深度的稳定水体，提供水生生物的繁殖发育条件。尤其在近海地带的深水湖盆更是最有利的生油拗陷，因为近海区域地势低洼、沉降较快，是陆表水的汇集地带，容易长期积水而形成深水湖泊，保持安静的还原环境。这种地区气候温暖湿润，浮游生物及藻类繁盛，而且往往又是河流三角洲的发育地带，河水带来大量陆源有机质注入近海湖盆，有机质异常丰富，以Ⅰ型和Ⅲ型干酪根为主。油气勘探开发实践表明，我国许多陆相沉积盆地，如晚二叠世的准噶尔盆地、晚三叠世的陕甘宁盆地、早白垩世的松辽盆地、早第三纪的渤海湾盆地，甚至早第三纪的柴达木盆地都可能属于当时的近海湖盆，成为湖相生油的最有利区域。

而在浅水湖泊和沼泽区，水体动荡，大气中的氧易进入水体，不利于有机质的保存；这里的生物以高等植物为主，有机质多属Ⅲ型干酪根。一般认为，Ⅲ型干酪根生油潜能差，多适于造煤和生成煤型气、沼气，为天然气的来源。不过，近年来油气勘探表明，煤系地层有机质不仅可以生气，而且其中某些显微组分也可以生油，如澳大利亚的吉普斯兰盆地、加拿大的斯科舍盆地、我国的吐哈盆地都在煤系地层中找到了石油。

（三）古气候条件

古气候条件也直接影响生物的发育。年平均温度高，日照时间长，空气湿度大，都能显著增强生物的繁殖能力。所以，温暖湿润的气候有利于生物的繁殖和发育，是油气生成的有利外界条件之一。

上述各项条件都对形成适于有机质繁殖、堆积、保存的环境产生综合性的影响，相互之间有密切联系。其中大地构造条件是根本的，它控制着岩相古地理及古气候的特征。所以，我们在研究任何区域油气生成条件时，必须从区域大地构造特征入手。

二、物理化学条件

适宜的地质环境为有机质的大量繁殖、堆积和保存创造了有利的地质条件，但有机质向石油及天然气演化还必须具备适当的温度、时间、细菌、催化剂、放射性等物理、化学及生物化学条件。

近几年来，世界各国的油气勘探经验和许多学者的重要研究成果，证明温度与时间是在油气生成全过程中至关重要的一对因素。其他因素（如细菌、催化剂、放射性物质等）也有一定的影响。

（一）温度与时间

在沉积有机质降解演化为石油及天然气的全过程中，温度自始至终都是一个极为活跃的控制因素。在地质环境里，地热是取之不尽、用之不竭的最佳能源，无论油气的生成、运移或破坏，都离不开温度的制约。在世界各国的油气勘探中，成功的经验和失败的教训，追根求源，也往往是同温度作用有关；尤其是在海上开展油气勘探，钻探成本高，必须在现代数字地震勘探的基础上，进行有机质的热成熟度分析，作出早期油气资源预测，圈定油气生成的有利区块，选择钻探对象，以便提高钻探成功率。当代许多石油地质学家和石油地球化学家纷纷致力于研究温度在地质历史上与油气生成和破坏过程的关系，相继发表了许多重要论著，极大地推动了这个领域的研究。

1. 作用机理

沉积有机质向油气演化的过程，同任何化学反应一样，温度是最有效和最持久的作用因素。在反应过程中，温度不足可用延长反应时间来弥补，温度与时间似乎可以互为补偿：高温短时间作用与低温长时间作用可能产生近乎同样的效果。法国石油研究院所做的人工模拟试验，证明了实验室高温快速模拟与自然界低温慢速演化，所得结果和规律都是吻合的。所以，在油气生成的全过程中，温度与时间是一对同时发挥作用的重要因素。

Connan[118]提出沉积有机质向石油的转化作用符合化学动力学定律一级反应，即反应速率只同反应物浓度的一次方成正比。在任何瞬间，反应速率仅与该物质的浓度有关：

$$-\frac{\mathrm{d}C_A}{\mathrm{d}t} = KC_A \tag{2-1}$$

式中 t——反应时间；

C_A——反应物在该瞬间的浓度；

K——反应速率系数，又称降解率。

负号表示物质浓度随反应进行而减少。将式(2-1)移项，定积分

$$-\int_{C_A^0}^{C_A}\frac{\mathrm{d}C_A}{C_A} = \int_0^t K\mathrm{d}t$$

$$\ln\frac{C_A^0}{C_A} = Kt \tag{2-2}$$

K 值可由阿伦纽斯方程式求得

$$K = K_0 \mathrm{e}^{-E/(RT)} \tag{2-3}$$

式中 K_0——频率因子，代表单位时间单位容积内粒子碰撞的次数，它与容积内粒子的大小、浓度及运动快慢有关；

E——活化能，代表欲使化学反应发生，必须由粒子碰撞提供的最低能量，它的微小差别对反应速率会有很大影响。通过测定不同温度下的反应速率，即可计算出活化能；

R——气体常数；

T——绝对温度。

将式(2-3)代入式(2-2)，得

$$K_0 \mathrm{e}^{-E/(RT)} = \frac{1}{t}\cdot\ln\frac{C_A^0}{C_A}$$

取对数，得

$$\ln K_0 - \frac{E}{RT} = -\ln t + \ln\ln\frac{C_A^0}{C_A}$$

在未成熟岩石中，饱和烃及沥青极少，可将$\frac{C_A^0}{C_A}$视为常数，K_0 也是常数，上式可简化为

$$\ln t = \frac{E}{RT} - A = \frac{1}{T}\cdot\frac{E}{R} - A \tag{2-4}$$

式(2-4)表明 $\ln t$ 与 $1/T$ 呈直线关系,即反应时间的自然对数与绝对温度成反比直线关系。

Connan 综合了世界若干不同类型含油气盆地不同时代生油岩的成熟点门限温度资料(表 2-5),同上述理论计算的直线关系吻合甚佳(图 2-12),证明上述计算推论是正确的。我国大庆、胜利等油田的实际资料也符合上述直线关系。

表 2-5 世界若干含油气盆地生油岩成熟点的温度与时间(据 J.Connan,1974)

资料来源				成熟点资料				
作者	地理位置	样品来源	主要岩石类型	年龄 Ma	现时温度 ℃	实际深度 m	岩石类型	1/T K^{-1}
Albrecht (1969)	喀麦隆 杜阿拉盆地	4 口井	粉砂质粘土岩	70	65	1 200	粉砂质粘土岩	0.002 96
Philippi (1965)	加利福尼亚 洛杉矶盆地	2 口井	页岩	12	115	2 440	页岩?	0.002 58
	加利福尼亚 文图拉盆地	3 口井	页岩	12	127	2 740	页岩?	0.002 50
Louis、Tissot (1967)	法国 巴黎盆地	17 口井,2 个采石场	页岩	180	60	1 400	页岩	0.003 00
Connan (1971、1972)	法国西南部 阿奎坦盆地	1 口井	碳酸盐岩	112	90	3 300	泥质石灰岩	0.002 75
	法国西南部 阿奎坦盆地	31 口井	碳酸盐岩	135	72	2 500	碳酸盐岩	0.002 89
	法国东南部 卡马尔果盆地	1 口井	岩性变化大	38	106	3 250	碳酸盐岩 砾岩	0.002 64
	阿尤恩区 奥若河	1 口井	碳酸盐岩 页岩、粉砂岩	105	85	2 740	粉砂质粘土岩	0.002 79
	沙巴苏禄海区	1 口井	页岩、砂岩	12	120	3 050	粉砂质粘土岩	0.002 54
	新西兰塔拉纳基盆地(海上)	1 口井	页岩、粉砂岩 砂岩、煤层	70	80	2 900	粉砂质页岩 粉砂岩、煤层	0.002 83
	巴西 亚马逊盆地	6 口井	页岩	359	62	1 750	页岩	0.002 98
	新西兰塔拉纳基盆地(陆上)	1 口井	灰质粘土岩 粉砂岩、砂岩	32	95	3 350	灰质页岩	0.002 72

随着沉积有机质埋藏深度加大,地温相应升高,生成烃类的数量应该有规律地按指数增长;换言之,在有机质向油气转化的过程中,温度不足需用延长反应时间来补偿。若沉积物埋藏太浅,地温太低,有机质热解生成烃类所需反应时间很长,实际上难以生成具商业价值的石

油;随着埋藏深度的增大,当温度升高到一定数值,有机质才开始大量转化为石油,这个温度界限称为有机质的成熟温度或生油门限,这个成熟温度所在的深度,即称为成熟点。法国石油研究院P.Albrecht(1969)研究了喀麦隆杜阿拉盆地上白垩统洛格巴巴页岩中烃类生成与地下温度、埋藏深度的关系(图2-13),表明在深达1370m时,有机质开始大量转化为石油,成熟温度为65℃,地层时代距今约70Ma年;当深度达2200m时,生油量达最高峰,即为主要生油期或生油窗,地温90℃;至3000m后,生油作用趋于停止。



图2-12 石油大量生成成熟点的lg$t$-1/T关系图
(据J.Connan,1974)
● 康南研究成果;○ 其他学者研究成果:巴黎盆地(Louis & Tissot, 1967);杜阿拉盆地(Albrecht,1969);洛杉矶和文图拉盆地(Philippi,1965)

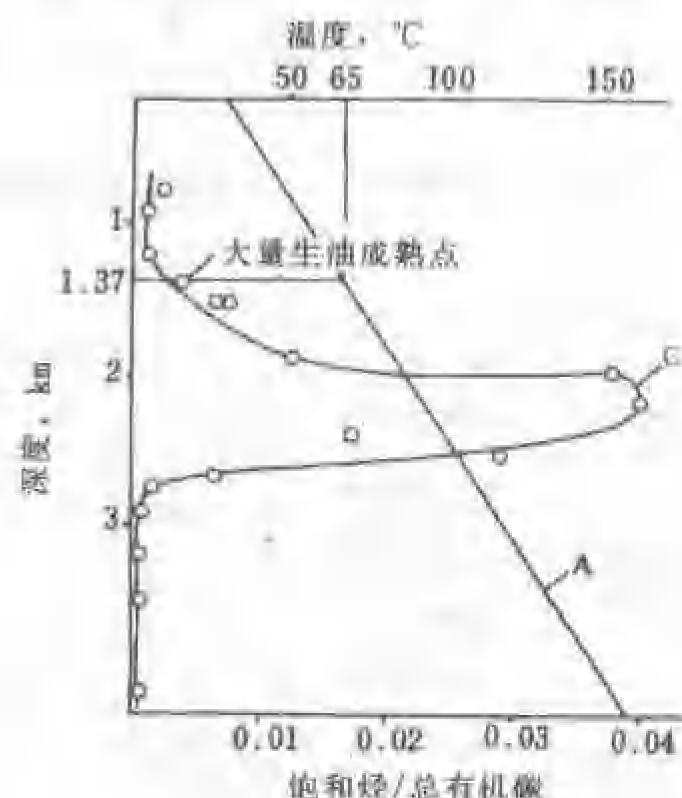


图2-13 石油大量生成成熟点的确定
(据P.Albrecht,1969)
A—深度—温度关系曲线;C—石油生成百分率—深度关系曲线

需要指出:在不同地区不同层系中,由于地质条件的差异,成熟点的成熟温度也就会有所区别。一般来说,在地温梯度分别为2、3、4℃/100m的地区,其成熟点相应约在3000、1800、1300m深处。由此可见,在地温梯度较高的地区,有机质不需埋藏太深就可能成熟转化为石油。我国渤海湾盆地冀中、黄骅两坳陷的下第三系沙河街组(距今约25~30Ma)成熟点深度约在1500m,成熟温度66.8℃;主要成油带在2700~3200m深处,温度超过108.8℃;法国巴黎盆地下托尔阶(距今180Ma),成熟温度60℃;美国洛杉矶和文图拉盆地的中新统至上新统(距今约10Ma)为115℃。目前许多国家都在采用各种方法来研究成熟温度与深度的关系,以便于查明沉积盆地不同时代层系的主要油气生成时期。B.P.Tissot等[161]根据巴黎盆地、杜阿拉盆地、尤英塔盆地和洛杉矶盆地的分析资料,证明生油岩的时代不同,油气生成的门限温度也不同(图2-14),符合温度与时间互为补偿的规律。我国盆地也有这一特点(图2-15)。

综上所述,在温度与时间的综合作用下,有利于油气生成并保存的盆地应该是年轻的热盆地(地温梯度高)和古老的冷盆地;否则,或未达成熟阶段,或已达破坏阶段,对油气勘探均不利。

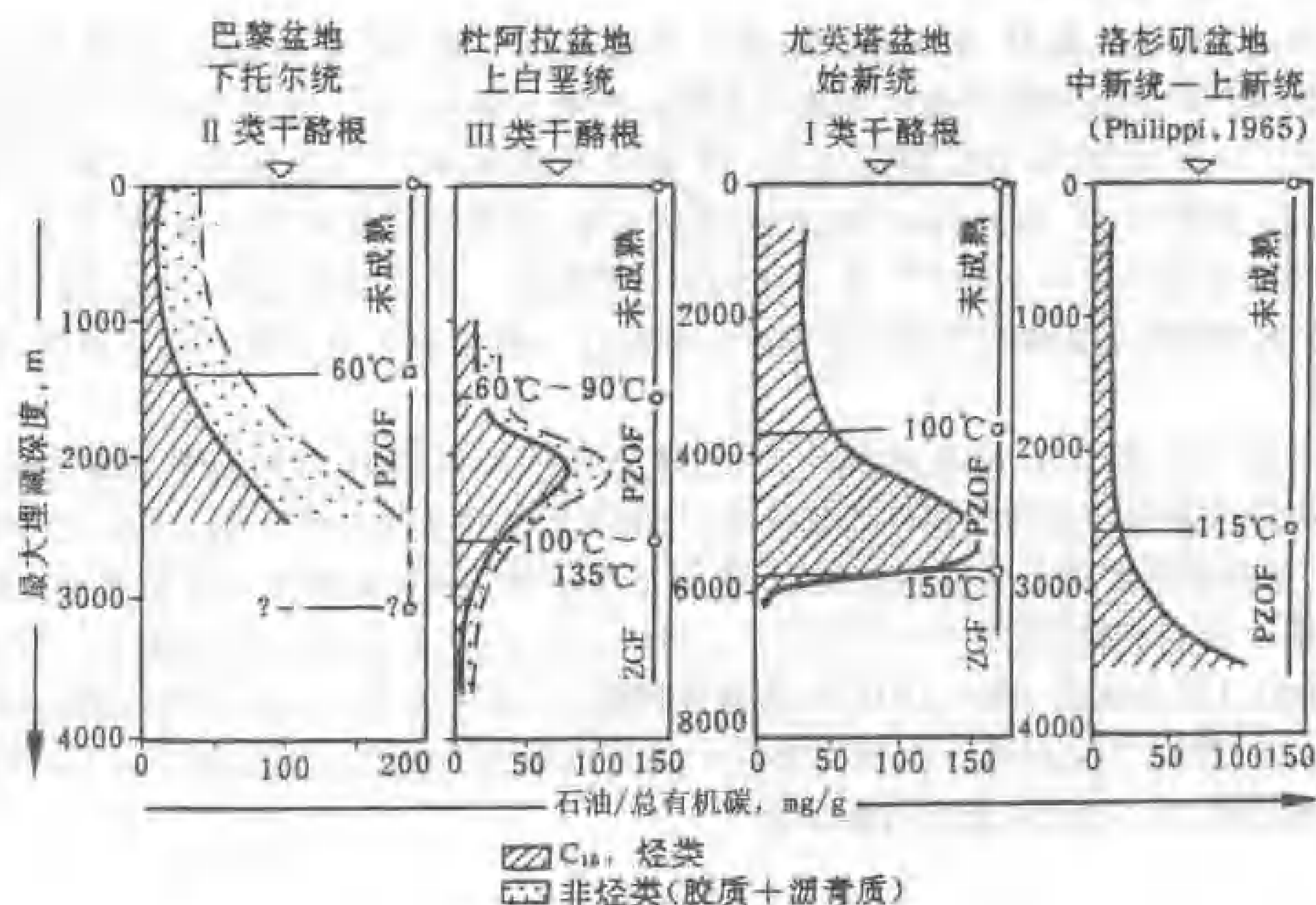


图2－14 不同盆地不同时代生油岩埋藏深度与油气生成的关系
(据B.P.Tissot等,1984)

有机质演变的主要阶段注有"未成熟"、"PZOF"(主要生油带)及ZGF(裂解生气带)。相应的地温梯度按照现在的地温梯度来表示,在杜阿拉盆地中第一个温度是目前温度,第二个温度是据Tissot和Espitalie(1975)计算的古地温

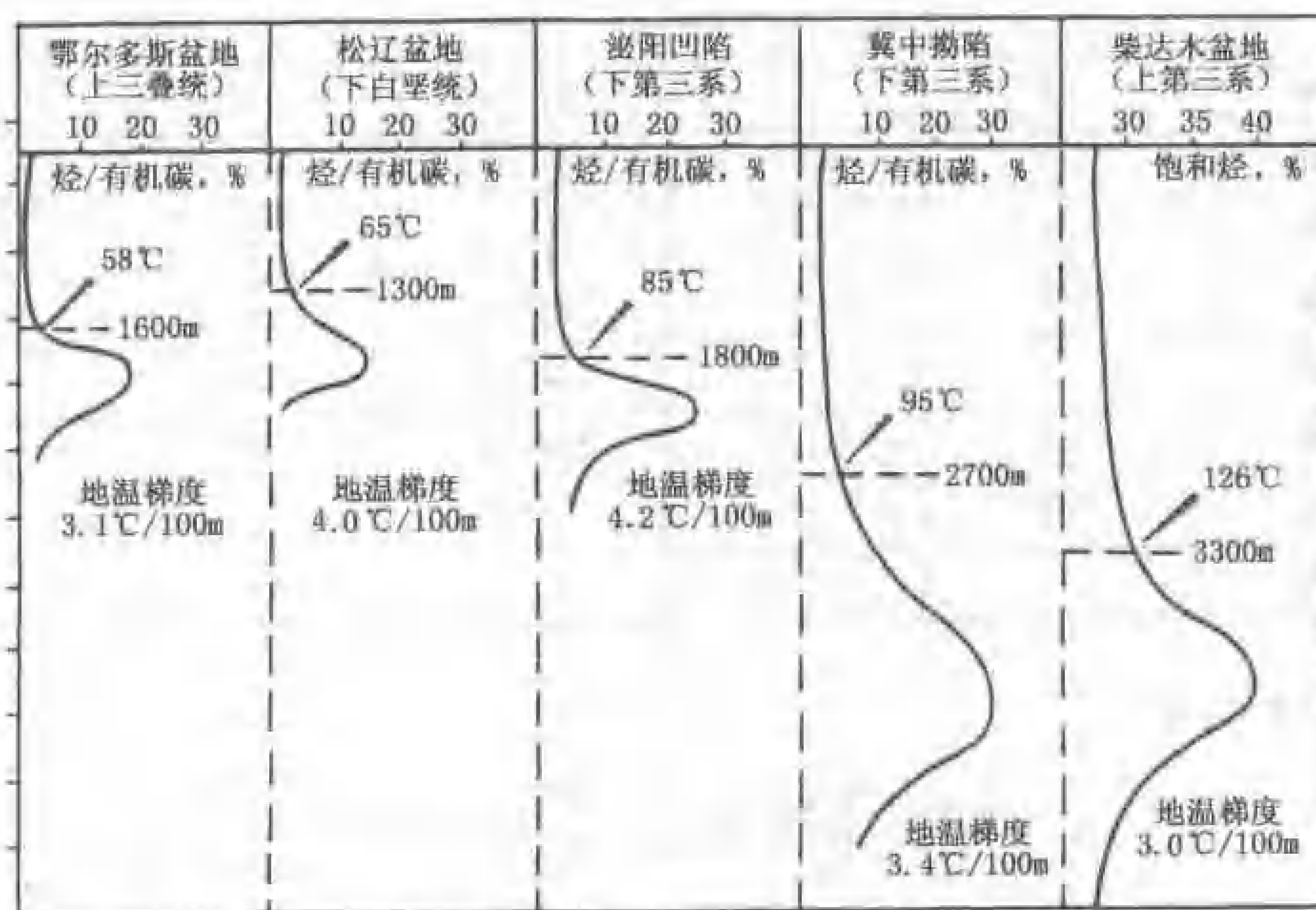


图2－15 我国不同盆地不同时代生油岩埋藏深度与油气生成的关系(据黄第藩,1991)

2. 时间－温度指数(TTI)

1971年,原苏联学者 H.B. Лопатин 首次提出时间－温度指数的概念,用来表示时间与温度两种因素同时对沉积物中有机质热成熟度的影响。但是,由于他采用了不准确的资料建立地质模型,计算结果与实际情况不符,遭到原苏联学者的广泛批评。后来,美国学者 D.W.Waples 发现 H.B. Лопатин 所提出的概念可取,应用美国资料将它发展、完善,于1980年正式系统地介绍了这一方法[162],告诉人们怎样预测在一个沉积盆地内,何处何时烃类已经生成,以及液态烃将会裂解为气态烃的深度。现在这一简便实用的预测方法已被各国学者广泛采用。

根据温度与时间是石油生成和破坏过程中的一对互为补偿的重要因素这一原理,Лопатин 假设成熟度与时间呈线性变化关系,与温度呈指数变化关系。据此规定两个参数:温度因子(γ)反映成熟度对温度的指数关系,即温度每增加10℃,成熟作用速率增加一倍,用增加一个因子 r 表示,温度因子 $\gamma = r^n = 2^n$。n 可以这样求取:在任意10℃间隔 $T_i - T_{i+1}$ 内,$n = (T_i - 100)/10$,并选取100～110℃作为基准间隔,令其指数值 $n = 0$,其他间隔的指数值详见表2－6。时间因子(Δt)表示沉积物在每个温度间隔内经历的时间长短(以 Ma 为单位)。于是任意温度间隔 i 内的成熟度可表达为

$$\text{成熟度}_i = \Delta \text{TTI}_i = r_i^n \cdot \Delta t_i = 2^n{}_i \cdot \Delta t_i$$

此式表明成熟度与温度因子呈指数关系,与时间因子成直线关系。

由于有机质的成熟作用效果是累加的,所以某沉积物的总成熟度(TTI)可由各地温间隔

表2－6　不同温度间隔的温度因子

温度间隔 ℃	指数值 n	温度因子 r	温度间隔 ℃	指数值 n	温度因子 r
20～30	－8	r^{-8}	100～110	0	1
30～40	－7	r^{-7}	110～120	1	r
40～50	－6	r^{-6}	120～130	2	r^2
50～60	－5	r^{-5}	130～140	4	r^3
60～70	－4	r^{-4}	140～150	4	r^4
70～80	－3	r^{-3}	150～160	5	r^5
80～90	－2	r^{-2}	……		
90～100	－1	r^{-1}			

成熟度之和求得,即

$$\text{TTI} = \sum_{n_{min}}^{n_{max}} r^n (\Delta t_n) = \sum_{n_{min}}^{n_{max}} (2^n)(\Delta t_n) \qquad (2-5)$$

式中　n_{max}——沉积物经受最高地温间隔的指数值;

n_{min}——沉积物经受最低地温间隔的指数值。

关于 TTI 法地质模型的设计、计算和地质解释方法在习题中介绍，此不赘述。

近 10 多年来，TTI 法在油气勘探中应用日益广泛，特别是这种方法所用资料简单、计算方法简便，适用于新、老探区，尤其在勘探程度较低的新区和海域，能做出早期油气资源预测，提高勘探成功率。目前，常用此法解决下列问题：

(1)研究成熟度，确定特定层位的油气保存状态：根据沉积盆地、某区块或某口井的地质模型，计算各生油层和储集层的现时 TTI 值，结合干酪根类型，即可判断生油层油气生成进入了哪个阶段，从而预测能钻遇石油、湿气或干气聚集的储集层深度，以指导钻探工作。

(2)确定有利生油气区范围：通过盆地内若干点位制作地质模型，计算各生油层的现时 TTI 值，勾绘各层 TTI 等值线，圈出进入生油窗的分布范围，以便确定有利的生油区和生气区。

(3)确定石油生成时间并对圈闭进行评价：在地质模型上对各层都计算出 TTI 值后，连接各层生油门限和石油的死线，在模型中画出全部地质历史上的生油窗界限，确定各生油层石油生成开始与结束的时间(图 2－16)，再同圈闭形成时间配合分析，以推测圈闭接纳石油的可能性，对圈闭的含油远景作出正确评价。

但在 TTI 法的推广应用中，还有许多问题值得进一步探讨。首先是如何将一个地区的时间和温度数据取准，在古生代地层发育区，怎样计算古地温。其次，不同类型有机质进入生油门限先后差别甚大，需根据它们的化学成分、结构及反应活化能加以深入研究，石油、湿气和干气的死线也需探求准确的界限。

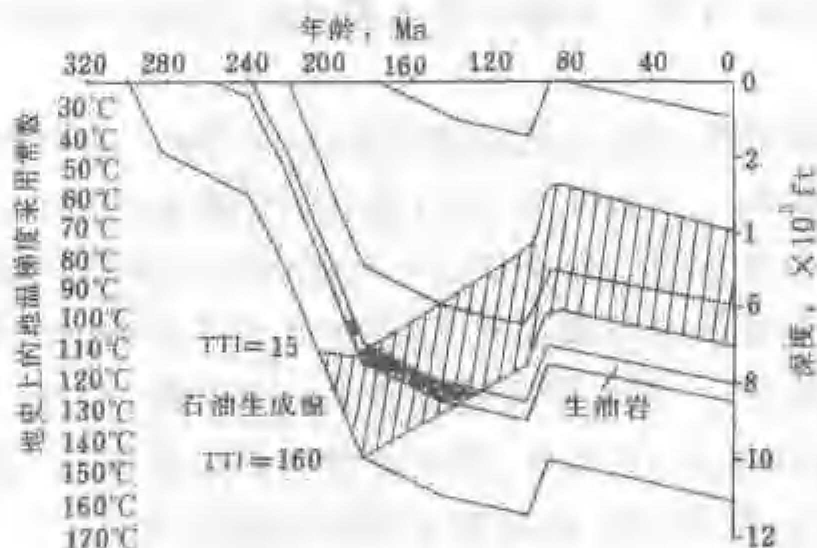


图 2－16　地质模型上的等 TTI 曲线
(据 D.W.Waples，1980)
1ft＝0.304 8m

(二) 细菌活动

细菌是地球上分布最广、繁殖最快的一种生物。它可以在变化很大的温度及压力条件下发育，也可以在淡水和咸水、近代沉积物和古代沉积岩中大量生存。按其生活习性可将细菌分为喜氧细菌、厌氧细菌和通性细菌三类。对油气生成来讲，最有意义的是厌氧细菌，在缺乏游离氧的还原条件下，有机质可被厌氧细菌分解而产生甲烷、氢气、二氧化碳以及有机酸和其他碳氢化合物。细菌在油气生成过程中的作用实质是将有机质中的氧、硫、氮、磷等元素分离出来，使碳、氢，特别是氢富集起来，并且细菌作用时间愈长，这种作用进行得愈彻底。

C.E.Zobell 认为在没有游离氧的条件下，有机物因细菌发酵可析出大量氢气，同时在厌氧细菌的催化作用下，产生下列反应：

氢被活化与二氧化碳结合产生甲烷



$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$$

某些细菌使氢气将硫酸盐还原为硫化氢



$$SO_4^{2-} + 5H_2 \rightarrow H_2S + 4H_2O$$

细菌使不饱和有机化合物加氢产生饱和烃。

所以，在海洋沉积中，容易见到甲烷、硫化氢、其他饱和烃类等还原产物，而看不到游离氢，这正是细菌活动的结果。此外，细菌还可将植物选择性分解，使其中原来合成的大量烃类分离出来，直接埋藏于沉积物中。

（三）催化作用和放射性作用

催化剂是一种加速某种化学反应速率而本身并不在反应中消耗的物质，在反应完成前后其成分毫无变化。油气生成过程中的催化作用，在于催化剂与分散有机质作用，破坏了后者的原始结构，促使分子重新分布，形成内部结构更稳定的物质——烃类。

在自然界有机质向油气转化的过程中，主要存在无机盐类和有机酵母两类催化剂。

粘土矿物是自然界分布最广的无机盐类催化剂。在实验室用粘土作催化剂，在150～250℃下，可以使酒精和酮脱水或使脂肪酸去羧基，都可产生类似石油的物质。粘土的催化能力同其吸附性质有关。催化剂表面吸附两种或两种以上物质的原子时，它们便会相互作用而形成新的化合物。蒙脱石粘土催化能力最强，高岭石粘土最弱。详细内容将在本章第4节中介绍。

有机酵母催化剂能加速有机质的分解。当有酵母存在时，有机质的分解比在细菌活动时还要快得多。实验证明，在过氧化物的破坏过程中，如以酵母代替胶体氢氧化铁，将使催化作用的活动性急剧增加很多倍。从原苏联格罗兹尼油田井下剖面的酵母研究发现：酵母的作用不决定于岩石的埋藏深度，而决定于岩石的成分。在富含有机质的岩石中，特别是在富含植物残余的岩石中，酵母的活动性最大。酵母的分布很广，特别是发酵作用几乎不需要外部能量来源，可以不受压力、温度、湿度及食物补给的影响。因此，酵母在油气生成过程中的作用可能是很重要的，但是这个问题至今研究得还很不够。

在粘土岩中富集大量放射性物质，沉积物所含水在α射线轰击下可产生大量游离氢，所以这些放射性物质的作用也可能是促使有机质向油气转化的能源之一。

在有机质向油气转化的过程中，上述各种条件的作用强度不同。细菌和催化剂都是在特定阶段作用显著，加速有机质降解生油、生气；放射性作用则可不断提供游离氢的来源；只有温度与时间在油气生成全过程中都有着重要作用。所以，有机质向油气的转化，是在适宜的地质环境里，多种因素综合作用的结果。

第4节　有机质演化与成烃模式

一、有机质向油气转化的阶段及一般模式

在海相和湖相沉积盆地的发育过程中，原始有机质伴随着其他矿物质沉积后，随着埋藏深度逐渐加大，地温不断升高，在乏氧的还原环境下，有机质逐步向油气转化。由于在不同深度范围内，各种能源条件显示不同的作用效果，致使有机质的转化反应性质及主要产物都有明显的区别，表明原始有机质向石油和天然气的转化过程具有明显的阶段性。关于有机质演化模式和油气生成阶段，国内外学者提出了许多方案（表2－7）。本书把油气形成演化过程划分为四个逐步过渡的阶段：生物化学生气阶段、热催化生油气阶段、热裂解生凝析气阶段及深部高温生气阶段[57]（图2－17）。

表 2-7 有机质演化及烃类形成阶段划分表

深度，km / 温度，℃	成岩阶段	煤阶	镜质组反射率（R_O）	孢粉碳化程度（C.Gutjahr，1966）	干酪根颜色（K.Peters，1977）	张厚福（1981）	Н.Б.Вассоевич（1970）		普西（1973）	蒂索、威尔特（1984）		傅家谟（1975）		黄第藩等（1991）		潘钟祥等（1986）
<1.5 / 10~60	成岩作用阶段	泥炭	0.5	黄色	黄—浅黄—褐色	生物化学生气阶段	准备阶段	早期成岩甲烷		成岩作用阶段	甲烷	油气形成期	最初甲烷气阶段	未成熟阶段		生物甲烷气阶段
1.5~4.0 / 60~180	后生作用阶段	褐煤 长焰煤 气煤 肥煤	1.0	黄—暗褐色	暗褐色—深暗褐色	热催化生油气阶段	主要阶段	石油伴生湿气	液态窗	深成作用阶段	石油		低成熟	成熟阶段	低熟 中成熟	重质—轻质油阶段
4.0~7.0 / 180~250		焦煤 瘦煤 贫煤	1.5 2.0		深暗褐色	热裂解生凝析气阶段	最终阶段	凝析气、湿气			湿气	油气成熟期	高成熟原油阶段		高成熟	凝析气—湿气阶段
7.0~10.0 / 250~375	变生作用阶段	半无烟煤 无烟煤	2.5 3.0	黑色	深暗褐色—黑色	深部高温生气阶段		高温深成甲烷		后生作用阶段	甲烷		最终甲烷气阶段	过成熟阶段		干气阶段

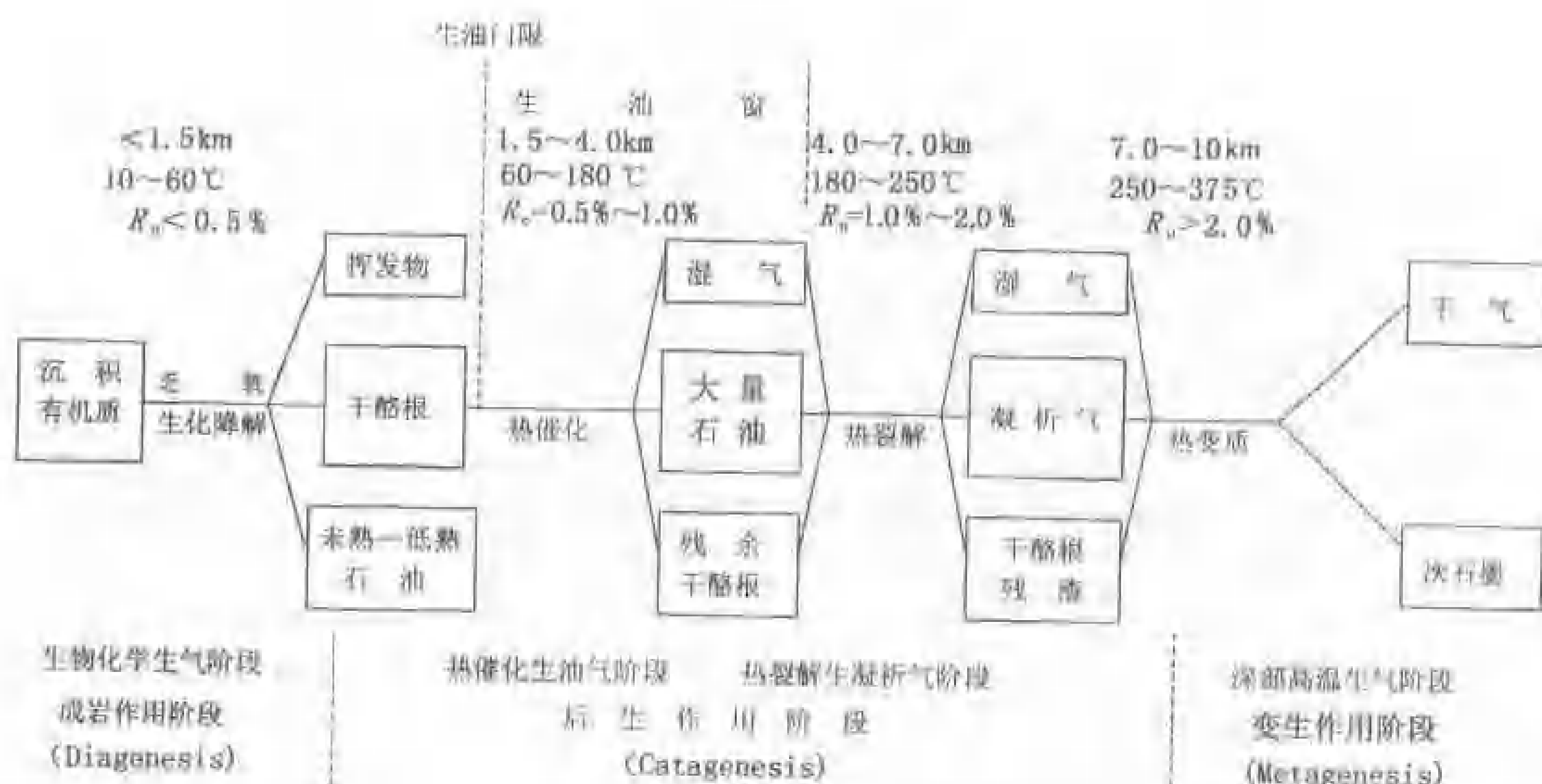


图2-17 现代油气成因模式(据张厚福等,1989)

(一)生物化学生气阶段

当原始有机质堆积到盆底之后,开始了生物化学生气阶段。这个阶段的深度范围是从沉积界面到数百乃至1500m深处,温度介于10~60℃,以细菌活动为主,与沉积物的成岩作用阶段基本相符,相当于碳化作用的泥炭—褐煤阶段。在缺乏游离氧的还原环境内,厌氧细菌非常活跃,生物起源的沉积有机质被选择性分解,转化为分子量更低的生物化学单体(如苯酚、氨基酸、单糖、脂肪酸等),部分有机质被完全分解成CO_2、CH_4、NH_3、H_2S和H_2O等简单分子。这些新生成的产物会相互作用形成复杂结构的地质聚合物"腐泥质"和"腐殖质"(图2-18)。前者富含脂肪族结构,后者由多缩合核、支承碳链和官能团($-COOH$、$-OCH_3$、$-NH_2$、$-OH$等)组成,通过杂原子键或碳键连接在一起,它们都成为干酪根的前身;另外,可溶于酸、碱的物质消失,非烃、沥青质和少量液态烃等可溶于有机溶剂的馏分略有增加,矿物介质(如铁和硫酸盐)则被还原为低价化合物(菱铁矿、黄铁矿)。上述这些变化导致沉积物中有机质总量的减少。

在这个阶段,埋藏深度较浅,温度、压力较低,有机质除形成少量烃类和挥发性气体以及早期低熟石油外,大部分转化成干酪根保存在沉积岩中。由于细菌的生物化学降解作用,产物以甲烷为主,缺乏轻质(C_4~C_8)正烷烃和芳香烃。到本阶段后期,埋藏深度加大,温度接近60℃,开始生成少量液态石油。在特定的生源构成和适宜环境条件下可生成相当数量的未熟—低熟油。在这个阶段所生成的高分子量正烷烃C_{22}~C_{34}范围内有明显的奇数碳优势;环烷烃中1~6环均有,但四环分子显畸峰,此乃广泛存在甾醇衍生物所致;芳香烃亦以高分子量化合物为主,显示萘和多核芳香烃双峰(图2-18中的A阶段)。在烃类化学结构上的这些特征,都明显地反映了同原始有机质的性质相近。

值得强调的是:在这个阶段生成的生物化学气,或称细菌气,甲烷含量在95%以上,属干气;甲烷稳定碳同位素值异常低,介于-85‰~-55‰。它们可以富集成特大型气藏,埋藏深度浅,易于勘探和开发,是经济效益高的研究对象。

(二)热催化生油气阶段

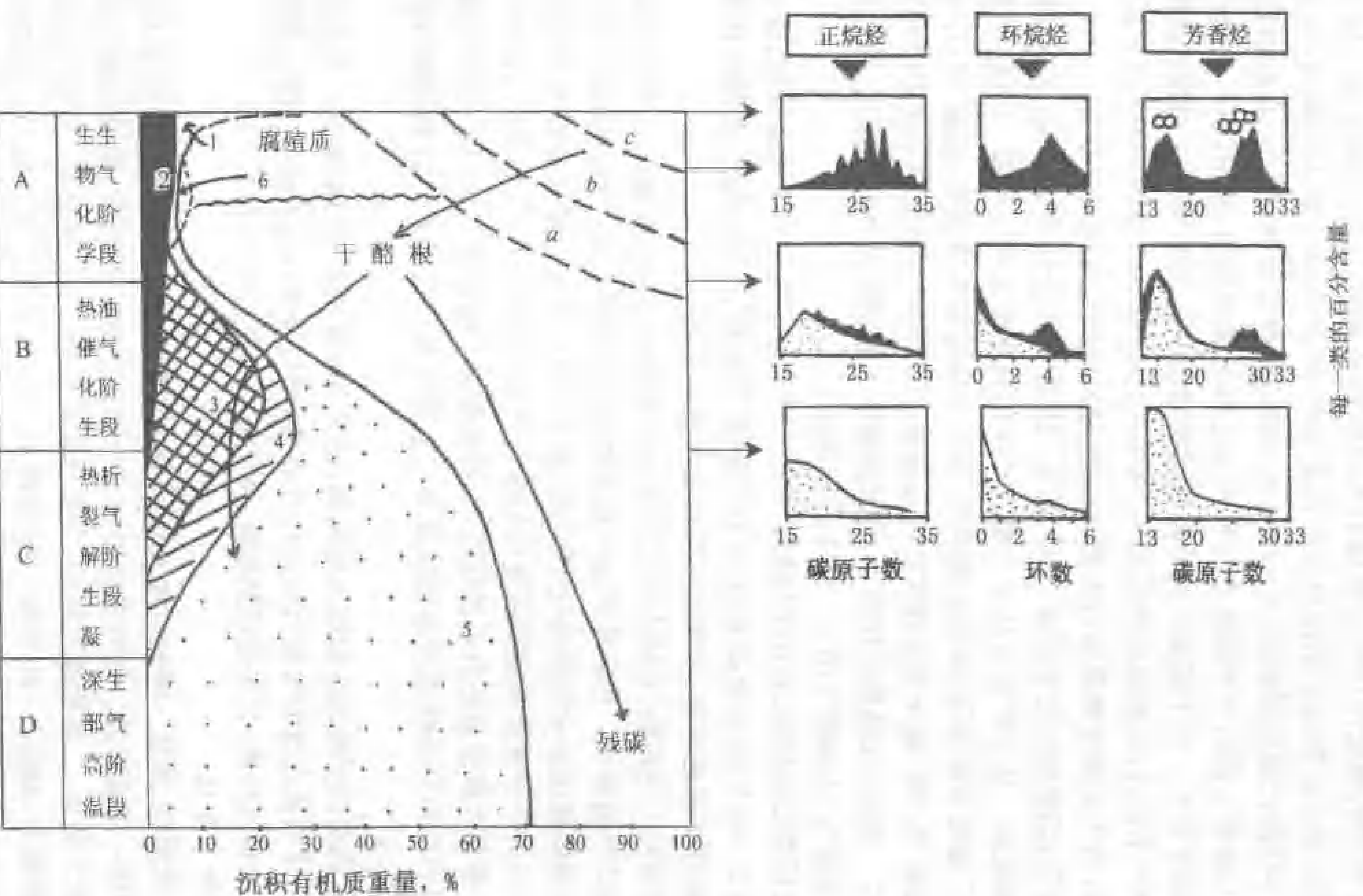


图2-18　沉积有机质馏分的深部热演化模式

(据 B.P.Tissot et. al, 1974;1984,修改)

a—腐殖酸；b—富非酸；c—碳水化合物+氨基酸+类脂化合物；

1—生物化学甲烷；2—原有沥青、烃、非烃化合物；3—石油；4—湿气、凝析气；

5—天然气；6—未低熟油(注：还应包括2)

随着沉积物埋藏深度超过1500～2500m，进入后生作用阶段前期，有机质经受的地温升至60～180℃，相当于长焰煤—焦煤阶段，促使有机质转化的最活跃因素是热催化作用。随深度的加大，岩石成岩作用增强，粘土矿物吸附力增大，按物质组分的吸附性能不断进行重新分布：分子结构复杂的脂肪酸、沥青质和非烃集中在吸附层内部，烃类集中在外部，依次为芳香烃、环烷烃及正烷烃。粘土矿物的催化作用可以降低有机质的成熟温度，促进石油生成。据高先志❶、张枝焕等[51]研究，粘土矿物对干酪根热解烃的化学组成、产率都有很大的影响，由于粘土矿物的催化作用，不仅使长链烃裂解成小分子烃，还可造成烯烃含量相对减少，异构烷烃、环烷烃、芳香烃含量相对增多。但由于不同矿物与有机质之间的催化作用、吸附作用、焦化作用的程度不同，其作用强度不同。其中蒙脱石对干酪根热解烃组成的影响最大，伊利石、高岭石的影响较弱。对热解产率而言，在相同热解温度下，粘土矿物比例不同，热解烃产率也不同；对相同类型干酪根而言，由于矿物含量及相对比例的差别，热解烃转化率相差也很大。

上述研究成果表明，热解烃的化学组成、产率既与干酪根类型、受热历史有关，还与围岩矿物性质和含量有密切联系。粘土矿物有助于干酪根产生低分子液态和气态烃。因此，在有粘土矿物的催化作用下，地温不需太高，便可达到成熟门限，干酪根发生热降解，杂原子(O、N、S)的键破裂产生二氧化碳、水、氨、硫化氢等挥发性物质逸散，同时获得大量低分子液态烃和气态烃，这个过程多次发生。所以，在热催化作用下，有机质能够大量转化为石油和湿气，成为主要的生油时期，在国外常称为"生油窗"(图2－18中的B阶段)。

这个阶段产生的烃类已经成熟，在化学结构上显示出同原始有机质有了明显区别，而与石油却非常相似。由图2－18中的B阶段看出：正烷烃碳原子数及分子量递减、奇数碳优势消失；环烷烃及芳香烃碳原子数也递减，多环及多芳核化合物显著减少。

热催化生油气阶段的上述特征，在国内外许多含油气盆地的研究中都得到了证明，引起世界各国石油地质学家的普遍重视。我国胜利油田地质勘探开发研究院关于东营凹陷下第三系沙三段生油岩烃类生成随埋深变化的地球化学研究(图2－19)、法国石油研究院关于巴黎盆地侏罗系下托尔页岩烃类成分和结构随深度变化的系统研究(图2－20)，G.E.Claypool等[116]对美国西内部盆地二叠系含磷组黑色页岩进行烃类/有机碳和干酪根颜色及H/C原子比研究以及A.A. Карцев(1971)对原苏联前高加索西部第三系迈科普层页岩中C_{15+}烃类随深度变化的研究都很有科学意义。

需要指出，有机质成熟的早晚及生烃能力的强弱，还要考虑有机质本身的性质。在其他条件相同的情况下，树脂体和高含硫的海相有机质往往成熟较早；藻质体生烃能力最强；腐殖型有机质同样可以成为生油气母质，只不过成熟较晚、生气较多而已(图2－21)[163]。

(三)*热裂解生凝析气阶段*

当沉积物埋藏深度超过3500～4000m，地温达到180～250℃，则进入后生作用阶段后期，相当于碳化作用的瘦煤—贫煤阶段。此时地温超过了烃类物质的临界温度，除继续断开杂原子官能团和侧链，生成少量水、二氧化碳和氮外，主要反应是大量C—C链断裂，包括环烷的开环和破裂，液态烃急剧减少，如图2－18中的C阶段所示。C_{25}以上高分子正烷烃含量渐趋于零，只有少量低碳原子数的环烷烃和芳香烃；相反，低分子正烷烃剧增，主要是甲烷及其气态同系物，在地下深处呈气态，采至地面随温度、压力降低，反而凝结为液态轻质石油，即凝析油并伴有湿气，进入了高成熟时期。

---

❶ 高先志，《廊固凹陷沙三段有机质类型及天然气成因分布》(硕士论文)，华东石油学院北京研究生部，1987年。

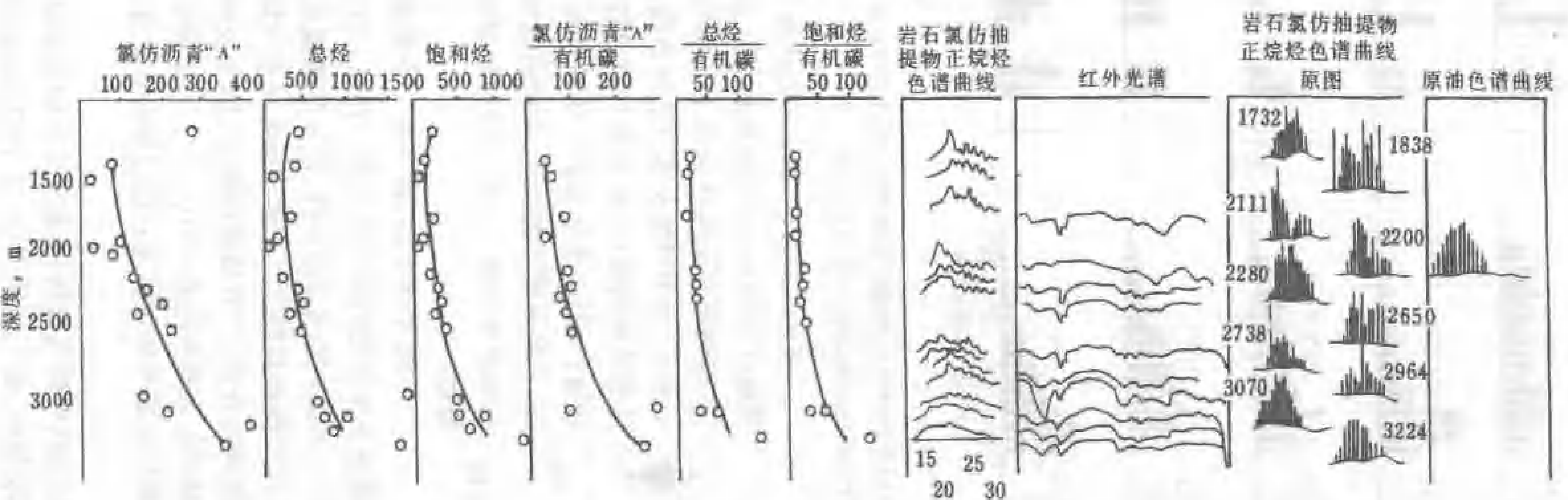


图 2-19　东营凹陷下第三系沙三段生油岩地球化学研究
（据胜利油田地质勘探开发研究院）

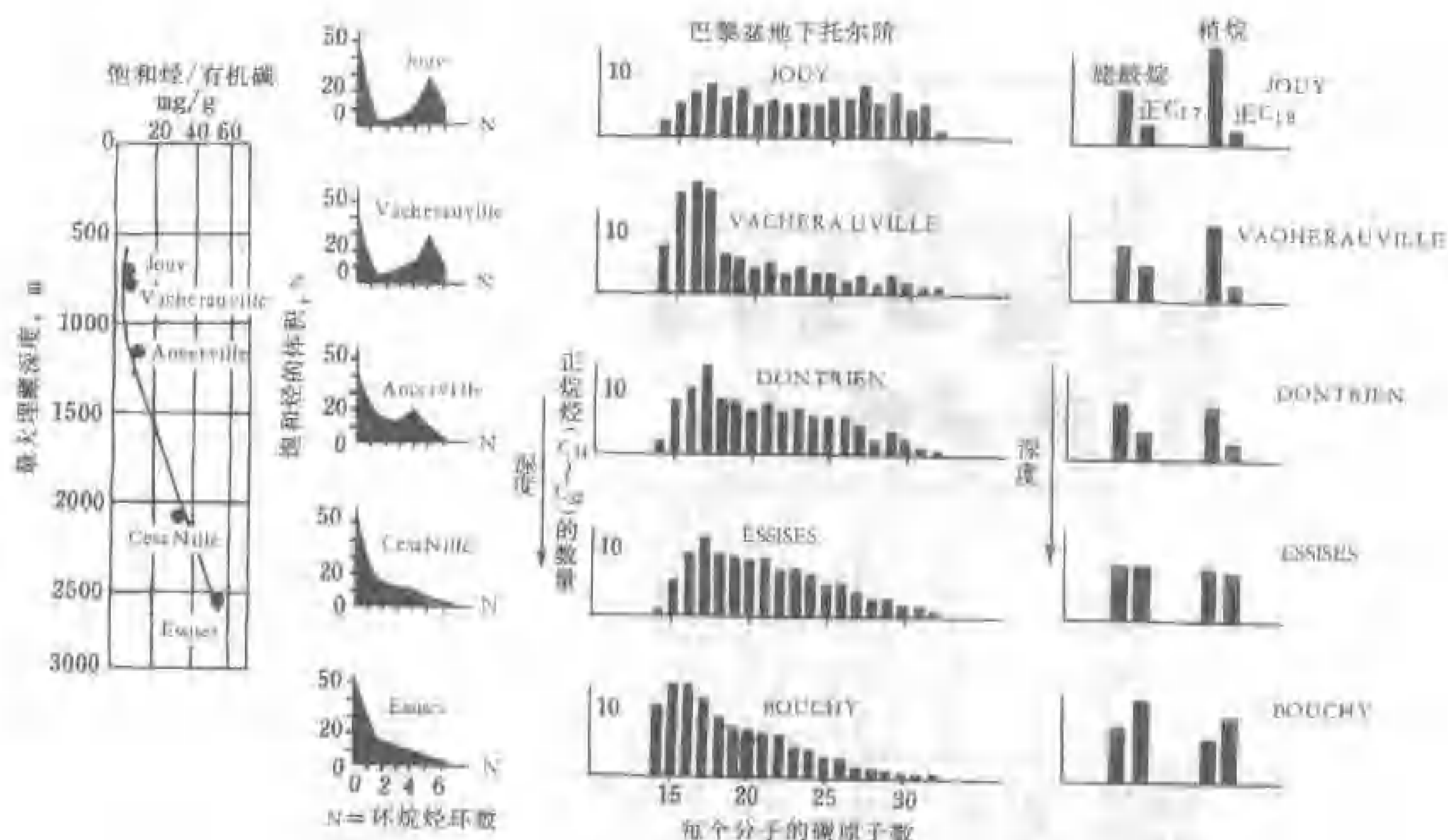


图 2-20　巴黎盆地下托尔页岩烃类成分和结构随深度的变化(据 B.P.Tissot 等)
成熟门限深度约 1000m,逾 2500m 仍属生油窗

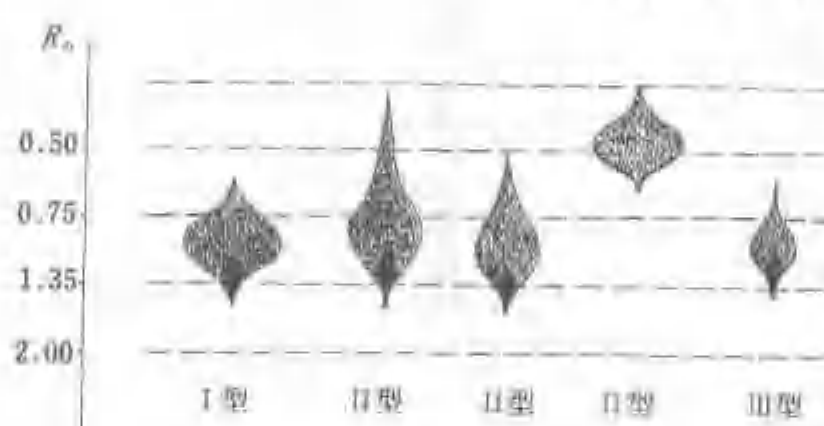


图 2-21　若干类型有机质成熟及生烃能力图
(据 D.W.Waples,1985)

在这个阶段烃类反应的性质,可分为石油热裂解(Cracking)与石油热焦化(Coking)两种作用:石油热裂解是指在高温下脂肪族结构破裂为较小分子,变为甲烷及其气态同系物,并使石油所含芳香烃浓缩集中;石油热焦化是指在高温下贫氢石油(一般以含杂元素—芳香烃为主)产生缩合反应,主要形成固态残渣,并使石油中脂肪族相对增加而杂原子减少。以上两种反应可以互相平行或覆盖。

80 年代中期,在美国一个实验室内曾进行过重要的模拟试验,模拟在典型地温升温条件下生油岩的油气生成率。图 2-22(a)表明绿河页岩干酪根热降解生成石油的高峰在 155℃,继续升温至 195℃时,石油裂解成凝析气和湿气达到高峰;如果在缺乏石油裂解的情况下,由干酪根热解及石油焦化引起的生气峰比上述生油峰滞后 5℃,且气体生成率低于 0.3;随温度继续升高,只有残渣热解,气体生成率明显减小。图 2-22(b)表示油气的累计生成率,石油累计生成率高峰在 170℃,介于干酪根生油率高峰温度与石油裂解生气率高峰温度之间;气体累计生成率则视有无石油裂解会有显著差别,差值可逾 50%。

图 2-23 表示$(C_2-C_4)/(C_1-C_4)$比值(即湿气指数)随温度变化的模拟试验结果。在生油晚期,温度超过 120℃后,随着石油不断裂解,湿气指数增加,至 195℃石油裂解成凝析气和湿气达极大值,然后热裂解使 C—C 链破裂,生成大量甲烷,湿气指数骤减;如果在缺乏石油裂解的情况下,石油焦化残渣热解生成甲烷为主,导致湿气指数减小。

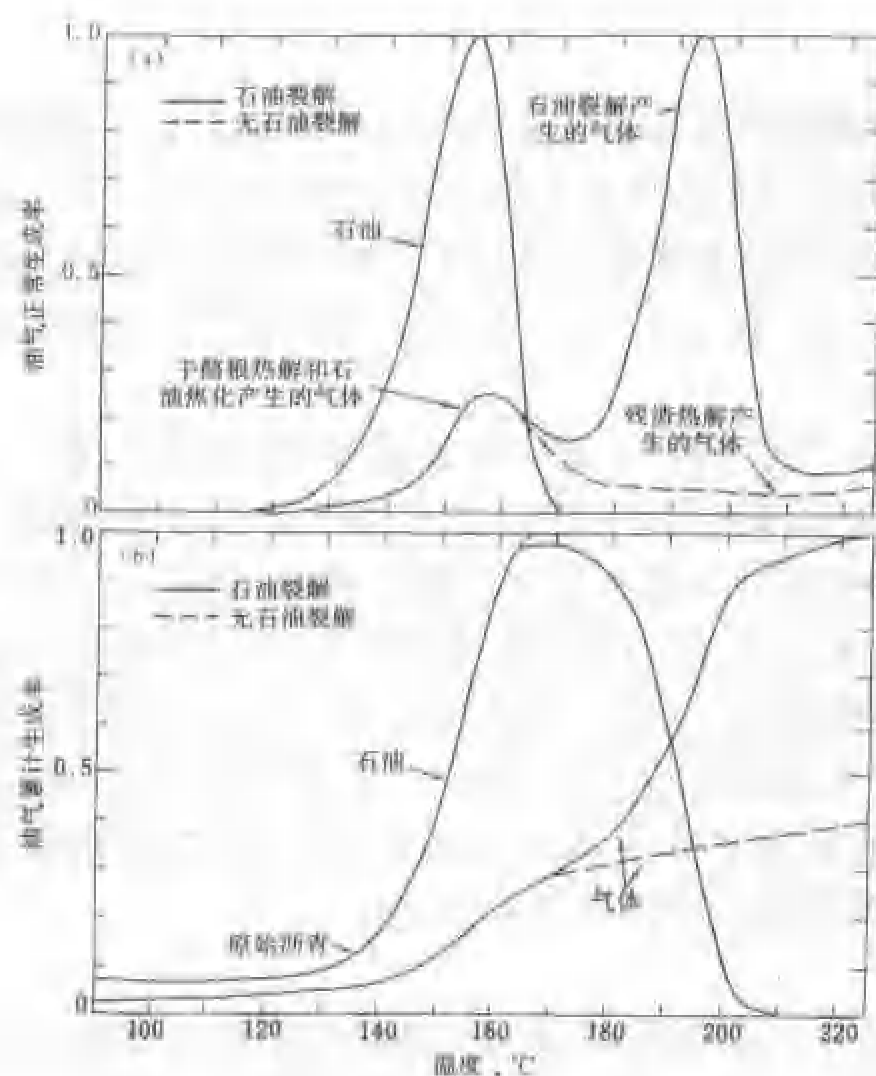


图 2-22 石油裂解与石油焦化的模拟试验
(据 A.K.Burnham 等，1986)
(a) 油气正常生成率与温度的关系；
(b) 油气累计生成率与温度的关系

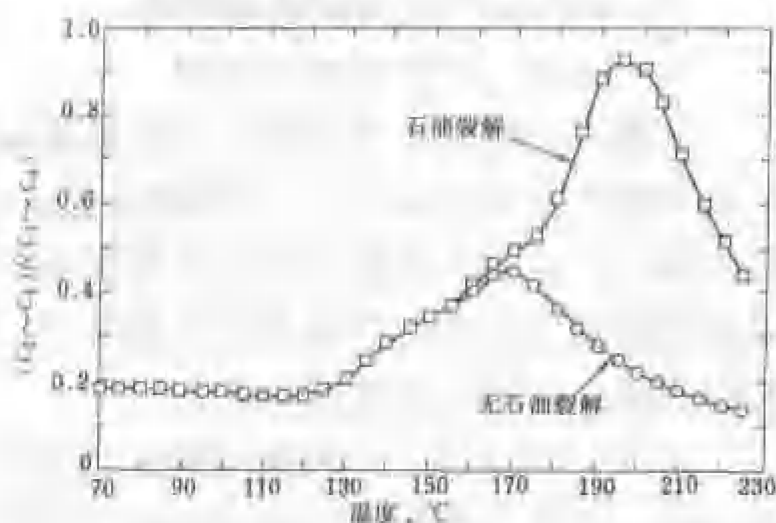


图 2-23 湿气指数随温度变化的模拟试验
(据 A.K.Burnham 等，1986)

上述模拟试验表明：凝析气和湿气的大量生成，主要是与高温下石油裂解作用有关；而石油焦化及干酪根残渣热解生成的气体量则是有限的。

(四)深部高温生气阶段

当深度超过 6000－7000m，沉积物已进入变生作用阶段，达到有机质转化的末期，相当于半无烟煤—无烟煤的高度碳化阶段。温度超过了 250℃，以高温高压为特征，已形成的液态烃和重质气态烃强烈裂解，变成热力学上最稳定的甲烷；干酪根残渣释出甲烷后进一步缩聚，H/C 原子比降至 0.45～0.3，接近甲烷生成的最低限[136]。所以，这个阶段出现了全部沉积有机质热演化的最终产物干气甲烷和碳沥青或次石墨(图 2-18 中的 D 阶段)。这种现象在实验室、野外观察和深井钻探结果中都得到了证实：中国科学院地球化学研究所对石油进行高温高压试验，发现当压力固定不变，石油随温度升高向两极明显分化，最后形成气体与固态沥青。演化过程是石油→油＋气→油＋气＋固态沥青＋液态沥青→气体＋固态沥青。这种试验结果同野外观察现象吻合甚佳，如在四川盆地威远隆起震旦系白云岩中见到石油热演化的最终产物甲烷和固态沥青，后者呈不规则浸染状或粒状分布于白云岩的裂缝或洞穴中，成熟度高，通常为碳沥青和焦沥青；国外近代大批超深井钻探结果多产天然气和凝析油，罕见液态石油，更是有力的证据。

以上将有机质向油气转化的整个过程大致划分为四个阶段，这反映油气演化的一般模式。对不同的沉积盆地而言，由于其沉降历史、地温历史及原始有机质类型的不同，其中的有机质向油气转化的过程不一定全都经历这四个阶段，有的可能只进入了前两个阶段，尚未达到第三阶段；而且，每个阶段的深度和温度界限也可能略有差别。甚至在地质发展史较复杂的沉积盆地，例如经历过数次升降作用，生油岩中的有机质可能由于埋藏较浅尚未成熟就遭遇抬升，直到再度沉降埋藏到相当深度后，方才达到了成熟温度，有机质仍然可以生成大量石油，即所谓“二次生油”。此外，由于源岩有机质显微组成的非均质性，不同显微组成的化学成分和结构的差别，决定了有机质不可能有完全统一的生烃界线，不同演化阶段可能存在不同的生烃机制。

二、现代油气成因理论新进展

(一)未熟—低熟油形成机理

未熟—低熟油系指所有非干酪根晚期热降解成因的各种低温早熟的非常规油气。包括在生物甲烷气生烃高峰之后，在埋藏升温达到干酪根晚期热降解大量生油之前(R_o<0.7%)，经由不同生烃机制的低温生物化学或低温化学反应生成并释放出来的液态和气态烃。低熟油生成高峰阶段对应的源岩镜质组反射率(R_o)值大体上在0.2%~0.7%范围内，相当于干酪根生烃模式的未成熟和低成熟阶段。

自70年代以来，许多国家和地区相继发现了低熟油气，我国东部渤海湾、泌阳、江汉、百色、松辽、苏北及西部地区的柴达木、准噶尔等盆地都发现了低熟油气资源。自70年代后期，国外学者从地质分析和实验室研究等多方面入手探讨了低熟油气的成因机理，并提出了不同的假说或模式，如树脂体早期生烃、木栓质体早期生烃、藻类生物类脂物早期生烃、干酪根早期降解生烃以及细菌作用等。我国地球化学界对低熟油的认识和研究始于80年代初，目前已取得了可喜的研究进展。王铁冠等[7]在国内外研究成果的基础上，通过对大量中国含油气盆地的实例解剖，分析了木栓质体、树脂体、细菌改造陆源有机质、藻类和高等植物生物类脂物以及富硫大分子(非烃、沥青质和干酪根)等五种不同原始母质的早期生烃机制。

1.树脂体早期生烃

许多植物，尤其是热带和温带针叶植物，都可分泌出树脂，随母体植物埋藏在沉积物(岩)中的树脂可转化成树脂体。此外高等植物的蜡质、香脂、香精油等也可作为树脂体的生源母质，其中尤以树脂和蜡质最为重要[160]。

在化学组成和分子结构上，树脂体由挥发性和非挥发性萜类馏分组成。挥发性馏分包括单萜、倍半萜和某些二萜烯类，均不易保留在树脂中；非挥发性馏分主要为二萜烯酸类和三萜类，此外还有醇类、醛类、酯类和树脂素等。树脂酸作为含羧基的非烃生物类脂物，其化学成分、分子结构及聚合程度都比干酪根简单得多，树脂酸脱羧基、加氢转化成环烷烃的化学反应所必须的活化能和热力学条件，也较干酪根热降解生烃的条件低得多。因此，当干酪根尚处于未熟—低熟阶段时，树脂体可能在低温条件下率先早期生烃[139]。实验和实际地质资料也表明，随着成熟度(或实验温度)升高，煤和烃源岩中，无论是树脂体，还是三环二萜烯树脂生源标志物都发生骤减。这也说明存在树脂体低温化学反应生烃的机理。

2.木栓质体早期生烃

木栓质体来源于高等植物的木栓质组织。在木栓质组织中，栓化层由木栓脂和蜡质交替叠合而成。木栓脂作为木栓质体的前生物，具有低聚合度和多长链类脂物的特点，决定了木栓质体可在低的热力学条件下，发生低活化能的化学反应，生成并释放以链状结构为主的烃类。

3.细菌改造陆源有机质早期生烃

前人研究表明，一些细菌与脂肪酸、蛋白质通过去羧基、去氨基作用等化学反应，可得到类似石油的产物。沉积物沉积—成岩过程中，在适宜的介质环境条件下，大量陆源有机质的存在，可以为细菌繁衍提供充足的碳源和能源，而细菌作用的结果又对陆源有机质进行降解改造，细菌类脂物成分代谢产物的加入，可反过来改造陆源有机质的结构，增加其H/C原子比，提高富氢程度和"腐泥化"程度，并使有机质热降解或热解聚、脱官能团与加氢生烃反应所需要的活化能降低，从而有利于生成低熟油气。在某些低熟原油及烃源岩的饱和烃和芳烃馏分中，细菌生物标志物十分丰富，这也表明低熟油与细菌活动及其生源贡献密切相关。

4.高等植物蜡质早期生烃

高等植物蜡质是指覆盖于植物茎、叶、花和果实表面的蜡状薄层。在化学组成上，蜡质主要是一元长链脂肪酸和一元长链脂肪醇所形成的脂类，此外，还含有 C_{21} ~ C_{27} 奇碳数正烷烃、C_{24} ~ C_{34} 偶碳数游离脂肪酸、长链单酮、伯醇和仲醇以及 β—羟酮等。蜡酯类易于水解形成长链脂肪酸和长链脂肪醇。所有含羧基、羟基和酮基官能团的长链化合物，经脱官能团形成原油中 C_{22+} 正构烷烃，这类化学反应过程无须高活化能，可以在低温阶段完成。

5. 藻类类脂物早期生烃

藻类活体的细胞壁通常分内外两层，内层为多糖成分的原纤维层内壁，外层为三层结构的外壁。内壁包裹的细胞质中具有一些油珠，外壁内镶嵌大小不等的油珠，并不断分泌油状物质。这些油状物质构成藻类的储备类脂物，其主要成分确定为脂肪酸和烃类。在化学成分上，所有藻类均具有以蛋白质和脂肪物质含量比较高为特征。

藻类死亡埋藏后，其细胞有机质和细胞内类脂物聚合成藻类体，成为干酪根的重要成分，而游离的油状物则作为藻的储备类脂物演化为可溶性的非烃—沥青质混合物，存在于未成熟的有机藻或藻类体中[112]。藻的生物类脂物均属分子结构简单的含氧官能团的非烃化合物及部分烃类，未发生明显的聚合作用，只要具备还原性的沉积—成岩条件，在低温化学反应阶段，即可转化成链烷烃和环烷烃，成为低熟油的主要成分。

6. 富硫大分子有机质早期降解生烃

干酪根中不同原子间的键能有明显差异，其中 S—S 键平均键能约为 250kJ/mol，S—C 键约为 275kJ/mol，而 C—C 键则为 350kJ/mol[159]，因此，干酪根早期低温降解作用只能使 S—S 和 S—C 键断裂。由此可见，只有富硫大分子有机质才能在干酪根早期降解阶段形成低熟油。生物体中本不富集硫和含硫化合物，富硫大分子化合物的形成一般归结于早期成岩阶段无机硫与有机分子的加成反应，并且要求具有还原性沉积环境。沉积盆地水体咸化至硫酸盐相阶段，有硫酸盐沉积，但硫酸盐中缺少铁，沉积物中细菌还原硫酸盐提供一定数量的无机硫，与具有两个双键的链烯烃有机分子起加成反应，形成大量硫化物进入大分子有机质。因此，硫酸盐相沉积环境有利于形成富硫大分子有机质，S—S 键、S—C 键的优先断裂机理有利于低熟油形成。

(二) 腐殖煤的成烃机理及生烃模式

人们早已认识到，煤系地层能产生甲烷，并形成天然气商业聚集。由于陆相油源岩一般为湖相沉积，而煤系产生于沼泽环境，二者有机质的赋存形式不同，油田和煤田的分布（地区和层位）大多都不一致，因此，传统的观点认为成煤环境不利于成油。但是，自 60 年代后，在澳大利亚的吉普斯兰盆地、印度尼西亚的库特盆地、加拿大的斯科舍盆地和麦肯齐盆地以及北海默里盆地等地区都发现了与中、新生界煤系地层有关的重要油气田，80 年代后期在我国吐哈盆地也发现了与侏罗系煤系地层有关的大油田，从而引起了人们对煤成油研究的广泛兴趣。近 10 多年来，人们通过有机岩石学与有机地球化学相结合的方法和实验模拟，从多方面对煤成油问题作了相当广泛而深入的探索，取得了重大的进展。目前，人们已经普遍认识到煤系地层不仅能够生成天然气，而且能够生油，但是只有在特定的地质条件下，才可以形成商业性油气藏，甚至形成大规模的油气聚集。这些由煤和煤系地层中集中和分散的陆源有机质，在煤化作用的同时所生成的液态烃类被称为煤成油。

1. 褐煤的有机组成及其成烃潜力

王铁冠根据采自我国 12 个盆地的煤样的有机岩石学分析结果[6]，表明褐煤的显微组分以腐殖组为主（占 60% ~ 92%），含有相当数量的壳质组（可达 14% ~ 24%），而腐泥组和惰质组含量相当低。壳质组组分为壳屑体、树脂体、角质体和孢子体等。树脂体含量达 5% 以上。壳

质组+腐泥组含量达到15%~20%。如吐哈盆地褐煤的显微组分以镜质组为主,惰质组中以高含量的半丝质体为特征,镜质组中以具暗褐色至棕色荧光的镜质组为主。壳质组含量与其他地区的煤相比并无特别之处,但却富含木栓质体、角质体和孢子体而引人注目[83]。

目前有机岩石学家和石油地球化学家普遍认为,煤究竟生气还是生油及其生成液态烃的能力大小,与煤的类型和显微组分组成密切相关。富含富氢显微组分无定形体、藻质体及其他壳质体的煤,均有生成液态烃的能力;而富含贫氢显微组分镜质组和惰质组的煤,与III型干酪根相似,以生气为主。在很大程度上,煤的液态烃生成潜力取决于富氢组分壳质组含量的多少。煤的显微组分或生烃母质在相同成熟度时的H/C原子比是决定煤生气或成油潜力的基本因素,即壳质组的成油气潜力最大,镜质组次之,而惰质组最差[84]。同时,各种壳质组(树脂体、角质体、孢子体和藻质体)具有不同的生烃潜力、不同的生烃门限,不同的产物组成和不同生油窗峰态和峰值。煤中主要显微组分的生油(烃)能力从大到小的顺序为:壳质组、镜质组、惰质组[25]。

尽管人们普遍认为煤的生油潜力主要取决于煤中的壳质组的数量与组成,但更深入的有机岩石学研究表明,作为煤中主要成分的镜质组更应引起重视。尤其是镜质组本身极不均匀的组成,决定了其中某些显微组分可能成为煤成油的主要贡献者,煤中基质镜质组的数量与氢指数呈良好的相关性[114]。角质体是某些陆源植物的树干、树叶及其果实的外表保护层,其中含有丰富的$C_{22}-C_{36}$范围的正构烷烃,据此认为角质体与原油中的高蜡烃关系密切。角质体中所含的不可溶高度脂肪性的生物聚合物是高蜡原油的主要母质,角质体中的生物蜡为原油中蜡的次要提供者。关于树脂体和木栓质体的生烃机理前面已经介绍,在此不再重复。

2.煤成烃的地球化学特征

煤成烃一般具有饱和烃含量高、非烃和沥青质含量低的特点。如澳大利亚和加拿大典型的煤成油,非烃+沥青质小于10%,这与煤的抽提物组成相反。我国煤成油的组成也具有类似的特征,饱和烃含量较高,可达50%~80%[39,84]。正构烷烃中高碳数组成含量高,在正构烷烃的奇偶优势、主峰碳、碳数分布范围及其随成熟度的演化等方面,煤成烃与一般的陆源石油基本相似,但往往煤成油的高碳数峰更为突出,CPI值较高。煤成烃最明显的特征是具有姥鲛烷优势(Pr/Ph>2),这与成煤的早期环境的偏氧化性有关。高等植物生源的环烷烃及其衍生物,富含三萜烷,具明显的藿烷类和C_{29}甾烷的优势。含有比较丰富的各种芳香烃类。煤成油的碳同位素组成以高$\delta^{13}C$值为特征,一般为-27.00‰~-25.00‰,多数出现在-26.50‰~-26.00‰之间。

3.煤的生烃模式

沥青化作用是煤的显微组分的主要演化途径,沥青化作用的结果,一方面是产生石油和天然气;另一方面是固体残余产物进行芳构化和缩聚作用。

煤中不同显微组分沥青化作用是不一致的[85]。由于煤中各显微组分发生沥青化作用的时期不同,其生烃特征和演化模式存在差异(图2-24),造成煤中液态烃的生成具有多阶段性,因此,不同演化阶段各种显微组分对生烃的贡献有别。例如吐哈盆地煤成烃存在两个显著的生烃阶段,基质镜质组和木栓质体的主要生烃阶段发生在未熟—早期成熟阶段(R_o为0.4%~0.7%);而角质体和孢子体则在晚期成熟阶段(R_o为0.5%~0.7%,主生油期R_o为0.9%)。

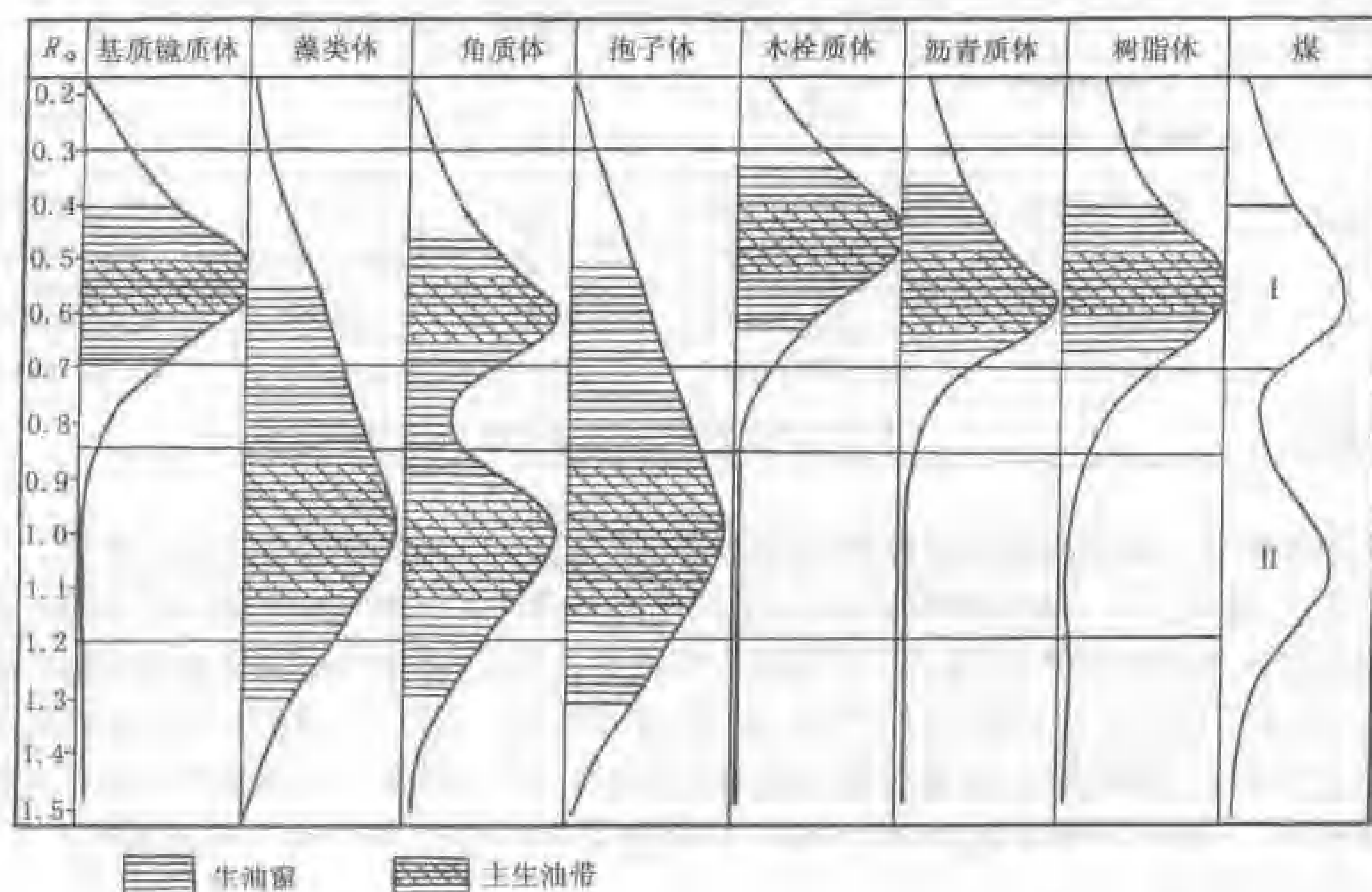


图 2-24 煤中不同显微组分生烃模式(据程克明等,1995)

第5节 天然气的成因类型及特征

随着欧洲北海南部和原苏联西西伯利亚北部等大型产气区的发现以及随后在其他许多地区发现大量天然气田,人们日益认识到天然气有比石油更广泛的形成条件,天然气不仅能伴随石油的形成过程而生,而且能在许多不适于生油的条件和环境中大量形成。现代有机地球化学、天然气同位素地球化学和天然气地质研究的进展也促进了天然气形成机理研究的发展。在此基础上,对天然气的成因取得了更全面的认识。

一、天然气的成因类型

天然气的来源多种多样,可以分为无机成因气和有机成因气。

根据天然气来源机制,无机成因气分宇宙气、幔源气、岩浆岩气、变质岩气、无机盐类分解气;有机成因气依其有机质的类型划分为腐泥型和腐殖型,按热演化阶段分生物(化学)气、热解气和裂解气。

另外,常把腐泥型有机质的热解气和裂解气称为油型气;把腐殖型有机质(包括煤)的热解气和裂解气称为煤型气。有的研究者认为有机质在未熟阶段向成熟阶段过渡时还可形成"生物—热催化过渡带气"。

由此可见,天然气形成具有广泛性、多源性和多阶性。天然气成因类型见表2-8。

二、生物化学气形成特点

(一)概述

在低温(小于75℃)还原环境下,厌氧细菌对沉积有机质进行生物化学降解所形成的富含甲烷气体称为生物化学气。或称之为细菌气、生物气或生物成因气等。

表 2-8 天然气成因类型划分(据张厚福,1997)

<table>
<tr><td>无机成因气</td><td colspan="8">宇宙气、幔源气、岩浆岩气、变质岩气、无机盐类分解气</td></tr>
<tr><td rowspan="4">有机成因气</td><td>热成熟度
母质类型</td><td colspan="2">未熟阶段</td><td colspan="3">成熟阶段</td><td colspan="2">过熟阶段</td></tr>
<tr><td rowspan="2">腐泥型天然气
(油型气)</td><td rowspan="3">生物气</td><td rowspan="2">腐泥型生物气
(油型生物气)</td><td rowspan="3">热解气</td><td rowspan="2">油型热解气</td><td>原油伴生气</td><td rowspan="3">裂解气</td><td rowspan="2">腐泥型裂解气
(油型裂解气)</td></tr>
<tr><td>凝析油伴生气</td></tr>
<tr><td>腐殖型天然气
(煤型气)</td><td>腐殖型生物气
(煤型生物气)</td><td>煤型热解气</td><td>成熟气
凝析油气</td><td>腐殖型裂解气
(煤型裂解气)</td></tr>
<tr><td>混合成因气</td><td colspan="8">大气、气水合物、同岩两源混合气、异岩两源混合气</td></tr>
</table>

生物化学气可依被降解的有机质类型分腐泥型生物化学气和腐殖型生物化学气。

过去,生物化学气一直未被重视,认为它们只能形成浅层小型气藏。60 年代以来,在西西伯利亚北部白垩系砂岩中,发现了一系列特大气田和大气田,经甲烷碳同位素鉴定确认为生物化学气,形成了目前世界上最大的产气区;后来,在意大利、加拿大、美国和日本也发现了生物化学气大气田。我国柴达木盆地东部三湖地区第四系也已发现多个生物化学气田。这种气藏埋藏深度浅,一般在 1500m 以内,易于钻探,经济效益高,现在已经引起人们的重视。

(二)形成条件

根据生物代谢类型的不同,可把微生物分为喜氧性、厌氧性和通性微生物。根据现代沉积微生物学研究表明,在沉积物和孔隙水中存在着代谢类型不同的多种微生物群落。Rice 等人[153]研究富含有机质的开阔海沉积物中微生物代谢作用的生化环境后认为,水—沉积物剖面可划分出喜氧的和厌氧的两种生物代谢环境、四个生物化学作用带,即:光合作用带、喜氧带、硫酸盐还原带和碳酸盐还原带,不同生物化学作用带的微生物种属、代谢类型、溶解物和生物化学性质不同(图 2-25)。在喜氧呼吸的代谢环境中,喜氧细菌繁殖;当游离氧完全消耗掉时,则进入厌氧环境,硫酸盐还原菌首先将硫酸盐还原为硫化物或元素硫;当硫酸盐几乎全部被还原后,进入了缺硫酸盐的碳酸盐还原带,产甲烷菌把 CO_2 还原成 CH_4。因此,只有到了碳酸盐还原带,细菌甲烷气才能生成,它是在无游离氧和无硫酸盐存在的严格还原环境中形成。Emery 等人的实际测量结果也说明,沉积物孔隙水中细菌甲烷的含量只有在孔隙水中几乎不存在硫酸根离子时才开始大量增加,见图 2-26。

生物化学气大量形成的条件可归纳如下:

(1)拥有丰富的原始有机质,特别是腐殖型和混合型有机质,这是细菌活动所需碳源的物质基础。

(2)严格的缺游离氧、缺硫酸盐环境,这是厌氧的甲烷菌群繁殖的必要条件。

(3)地温低于 75℃ 时,甲烷菌才能大量繁殖,且随温度升高甲烷产率增多;当温度超过 75℃ 时,甲烷菌大量死亡,不利于甲烷气的生成。

(4)最适合甲烷菌繁殖的 pH 值为 6.5~7.5。

在陆相淡水湖泊中,水介质含盐量低,缺乏硫酸盐类,甲烷在浅处即可形成,但是埋藏太浅,甲烷易于逸散或遭氧化,难以形成具商业价值的生物化学气藏。在半咸水湖泊中,有利于有机质保存下来,并且可以抑制甲烷菌过早繁殖。直到埋藏到一定深度,有机质的分解,使 pH 值降至 6.5~7.5 时,甲烷菌大量繁殖,生成的甲烷易于保存聚集成气藏。

(三)组成特点

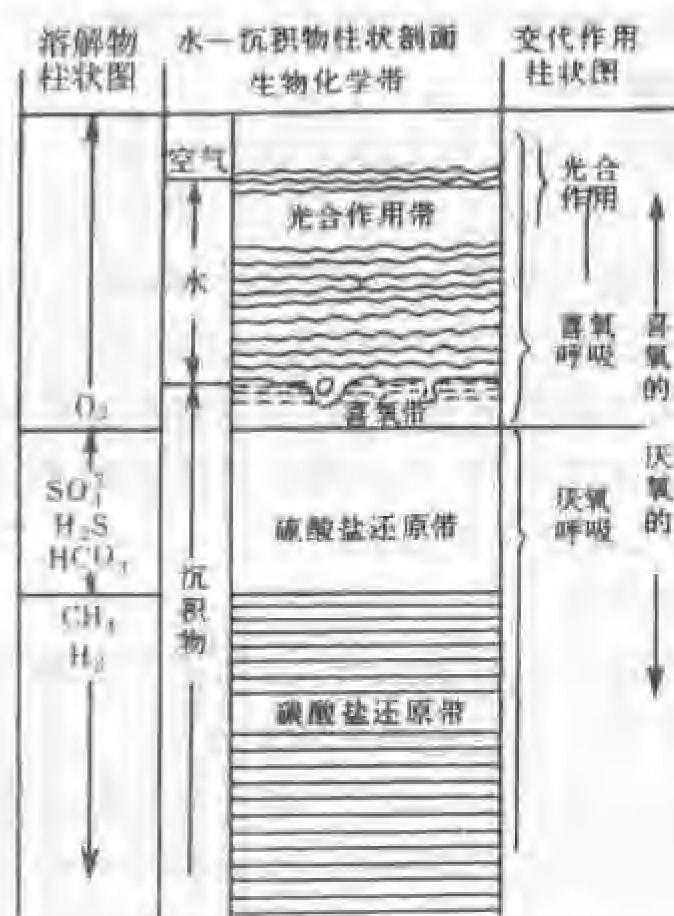


图 2-25 富含有机质的开阔海沉积物中微生物代谢作用的生化环境剖面图（据 Rice & Claypool，1981）

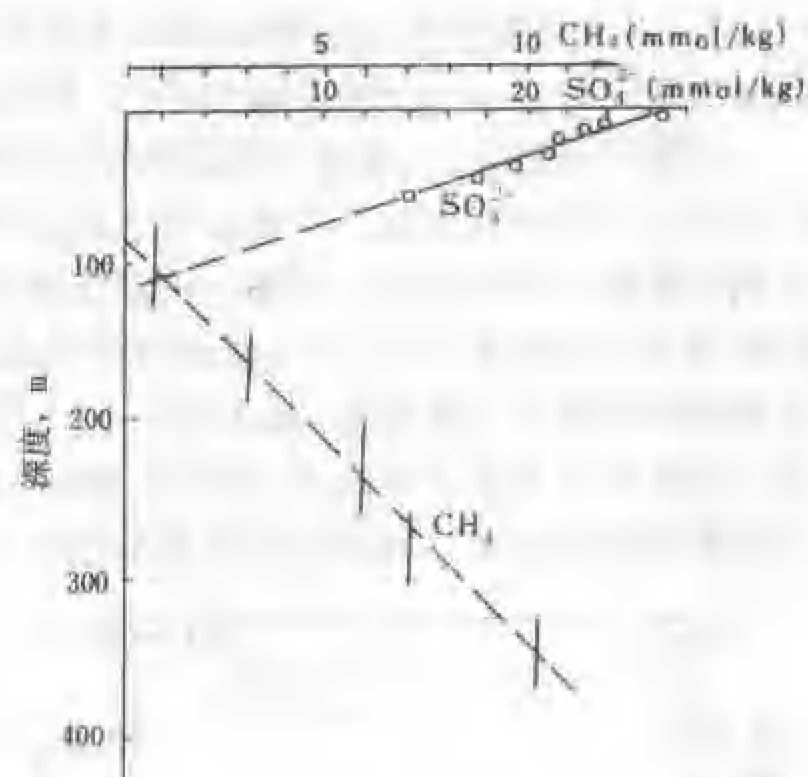


图 2-26 美国圣巴巴拉盆地沉积物孔隙水中溶解的 SO_4^{2-} 和 CH_4 随深度变化图（据 Emery & Hoggan，1973）

生物化学气的组成主要是甲烷，可高达 98% 以上，重烃气（C_{2+}）含量极低，一般小于 2%，干燥系数（C_1/C_{2+}）在数百以上，属于干气。有时可含有痕量的不饱和烃以及少量的 CO_2 和 N_2。

生物化学气的甲烷以富集轻的碳同位素 ^{12}C 为特征。其甲烷碳同位素含量 $\delta^{13}C_1$ 的范围从 −100‰～−55‰，多数在 −80‰～−60‰。在有热解气混入时，可使同位素变重。

表 2-9 世界部分地区生物化学气的组成（据包茨，1984）

地区或气田	储集层时代	深度，m	C_1，%	C_{2+}，%	CO_2，%	N_2，%	$\delta^{13}C_1$，‰
中国长江三角洲	第四纪	8～35.5	90.62～94.61	0.11～0.89	1.85～4.04	1.47～3.35	−73.6
青海柴达木涩北	第四纪	79.4～1141	98.94	0.09	−	0.97	−66.4
吉林红岗	白垩纪	370～390	93.63	0.21	0.442（包括 H_2S）	5.63	−56.3
俄罗斯乌连戈伊	白垩纪	1117～1128	98.50	0.10	0.21	1.10	−59.0
俄罗斯麦德维热	白垩纪	1122～1132	98.60	0.36	0.22	0.73	−58.3
美国基奈	中新世至上新世	1128	99.70	0.18	−	−	−57.0
美国库克湾北	中新世至上新世	1280	98.70	0.23	0.134	0.9	−60.7

世界部分地区生物（化学）气的组成见表 2-9。

关于生物（化学）气的氢同位素资料报道较少，Schoell 认为，生物（化学）气的 δD 也呈低值。腐殖型生物（化学）气最低，δD 介于 −280‰～−210‰，腐泥型生物（化学）气约为 −210‰～−150‰[155]。

三、油型气形成特点

（一）概述

油型气系指腐泥型干酪根进入成熟阶段以后所形成的天然气，它包括伴随生油过程形成

的湿气，以及高成熟和过成熟阶段由干酪根和液态烃裂解形成的凝析油伴生气和裂解干气。因此油型气可进一步分为石油伴生气、凝析油伴生气及裂解干气。

油型气分布甚广，在含油气盆地中只要发现了油藏，都有可能找到数量不等的油型气。它们可以呈不同状态存在。石油伴生气或呈游离气顶，或呈溶解气状态与油藏伴生，多分布在盆地的中深部，深约1500－3500m，如渤海湾盆地下第三系发现许多石油伴生气与油藏共生；凝析油伴生气和裂解干气，可以形成凝析气藏或纯气藏，多分布在3500～4000m以上的超深部。美国墨西哥湾和二叠盆地，在4500m以上的超深井常见纯气藏和凝析气藏，我国四川盆地海相二叠系和三叠系石灰岩中，发现许多纯气藏和凝析气藏，未见油藏，也可能系进入高成熟或过成熟阶段的结果。我国含油气盆地很多，今后寻找油型气藏的前景很大。

（二）形成过程

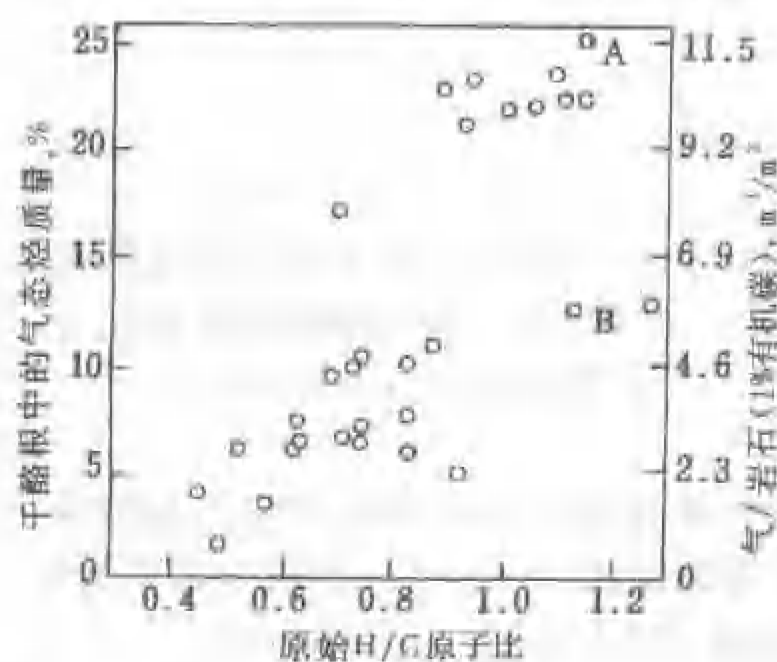


图2－27 最大生气量与生油、生气干酪根H/C原子比关系图（据R.J.Harwood，1977）

A—由干酪根生成的气加生油干酪根生成石油再裂解的气；B—同一样品仅从干酪根生成的气

在前述的油气生成模式中，已概述了各种油型气的形成过程。它包括两个演化途径：一是干酪根热解直接生成气态烃；另一为干酪根热降解为石油，在地温继续增加的条件下，石油可以裂解为气态烃。R.J.Harwood(1977) 在实验室250～450℃条件下对美国西得克萨斯二叠系切里谷(Cherry Canyon)生油岩干酪根进行了热解分析，发现当干酪根碳含量为77%～85%时，出现石油生成高峰，相当于H/C原子比为1.2－0.8；当碳含量增至85%～89%时，H/C原子比介于0.8～0.4之间，出现生气高峰。图2－27为同一样品烃气最大生成量与干酪根原始H/C原子比的关系图，H/C原子比大于1以上的大多数干酪根（生油干酪根）的生气量（A点）相当于H/C原子比在0.8以下的干酪根（生气干酪根）生气量（B点）的两倍，二者之差是由于前者增加了先前生成的石油裂解而成的气。

干酪根在热演化过程中，同时存在放氢的芳香烃缩合作用与加氢的正烷烃歧化作用（图2－28）。前者从低分子的非逐渐缩合稠化为多核稠环芳香烃，直到次石墨，放出大量氢；氢能用于后者形成C_5和C_{12}正烷烃，进一步裂解为C_3、C_5和C_6正烷烃，最终产物是甲烷、乙烷和丙烷。

在地层条件下，石油及天然气生成后，一直处于地温加热状态下，这种温度使烃类缓慢而持续地向稳定状态改变其分子结构。烃类分子最稳定的异构体是那些带有最低自由能的分子。图2－29表示在0.1MPa下，随温度的升高，按碳原子的自由能表示的各种烃类的热稳定性。零线代表元素碳和氢的自由能；正烷烃的自由能随碳数增加而增大，甲烷的自由能最低，因而最稳定；碳数相同的烃类的自由能，烯烃＞环烷烃＞正烷烃，烯烃最不稳定；芳香烃在低中温（小于300℃）时，自由能超过环烷烃和正烷烃，而在高温条件下则相反。所以，在极高温条件下，芳香烃高度缩合，是最稳定的。在较大的压力下，各种烃类自由能的相对差别基本相同，只有绝对值略有变化而已。

由于油气藏一般是处在相对低温条件下，其中油气的演化应该服从上述低中温状态下的规律，即碳数相同的烃类自由能、芳香烃＞环烷烃＞正烷烃。换言之，正烷烃稳定，环烷烃次

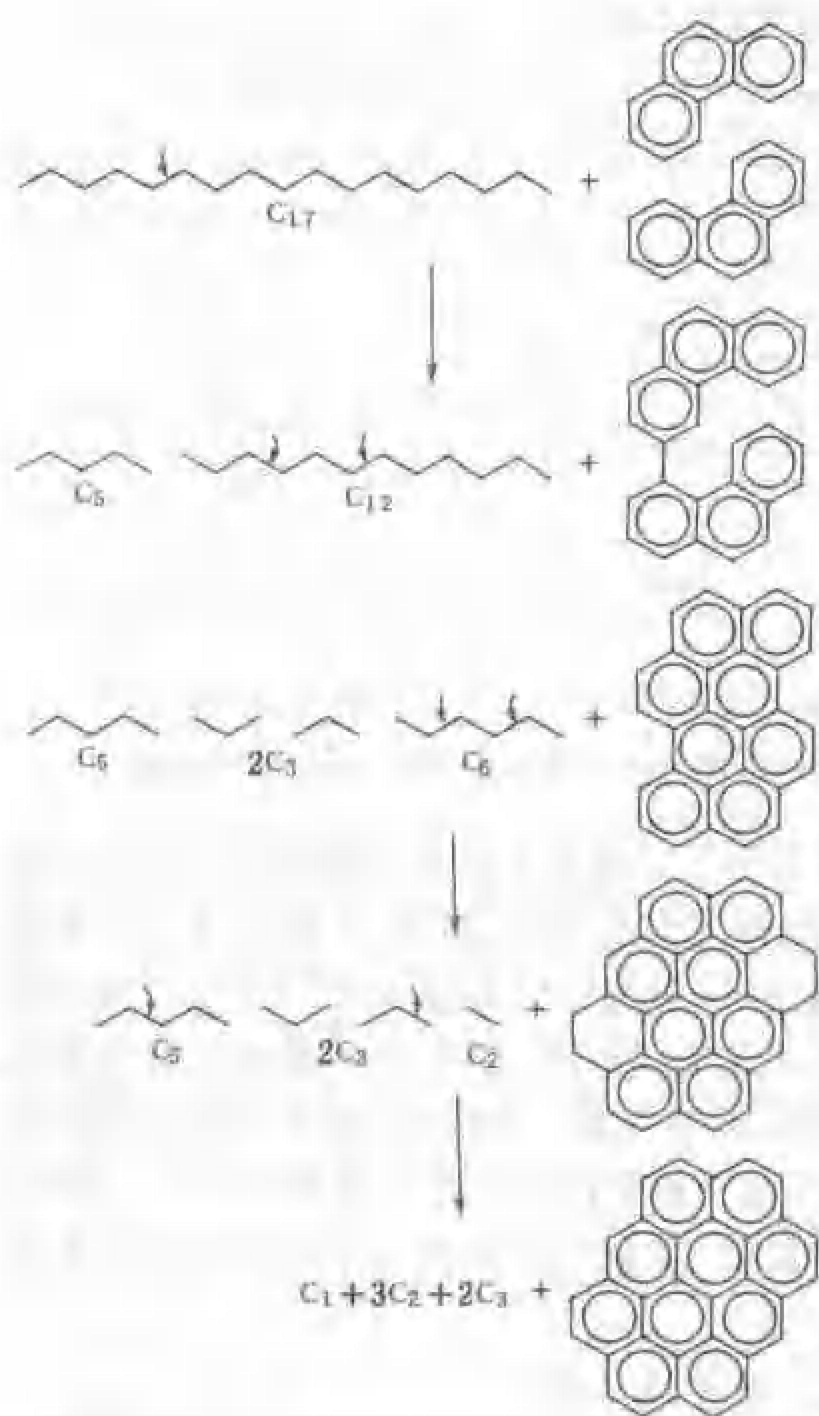


图 2－28　石油热演化的缩合作用与歧化作用
（据 J.Connan 等，1975）

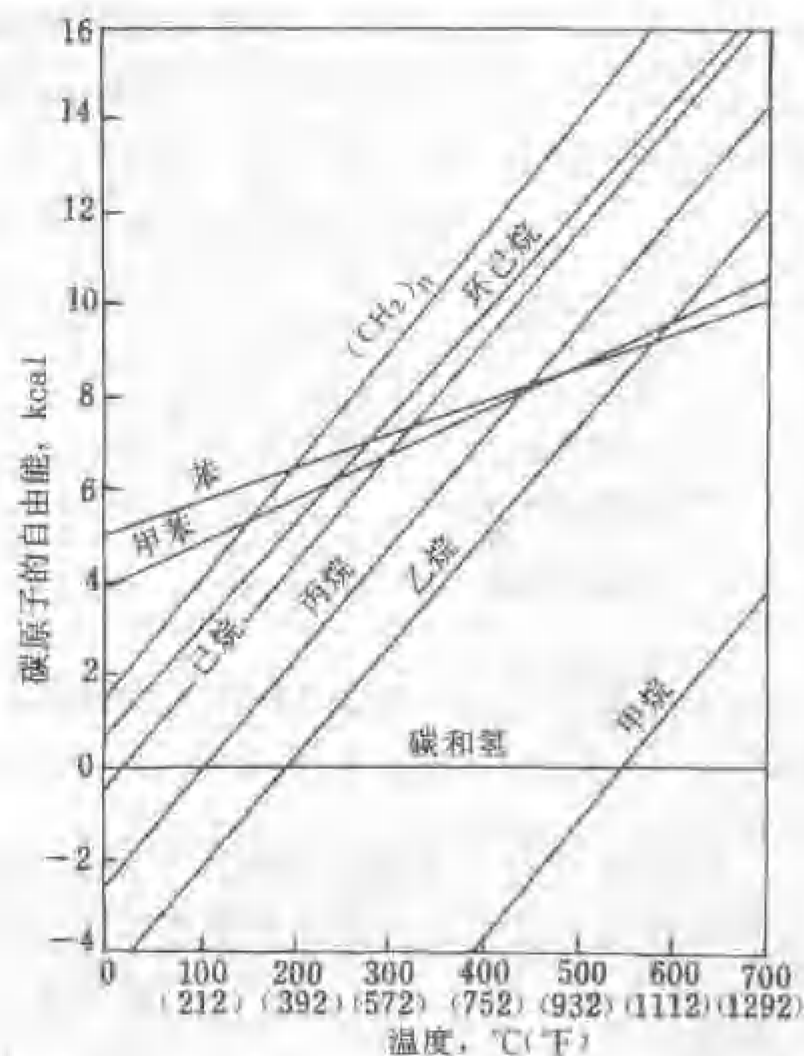


图 2－29　各种烃类的热稳定性
（据 J.M.Hunt，1975）
1cal＝4.184J

之，芳香烃最差。所以，随着热演化程度的增高，干酪根降解为石油，所生成的油型气的演化方向是石油伴生气→凝析油伴生气→裂解干气；另外还剩下高度碳化的次石墨。

（三）组成特点

各种油型气是在干酪根不同热演化阶段的产物，其化学成分不同。石油伴生气和凝析油伴生气的共同特点是重烃气含量高，一般超过 5%，有时可达 20%～50%，其中，iC_4/nC_4 比值明显小于 1，进入生油窗可降至 0.7～0.8（据 Y.Héroux 等，1979）；甲烷碳同位素含量介于 −55‰～−40 ‰，石油伴生气偏轻，约为 −55‰～−45‰，凝析油伴生气偏重，约 −50‰～−40‰。过成熟的裂解干气，以甲烷为主，重烃气极少，小于 1%～2%，甲烷碳同位素大于或等于 −40‰～−35‰。我国若干油型气的组成特点见表 2－10。

四、煤型气形成特点

（一）概述

凡煤系有机质（包括煤层和煤系地层中的分散有机质）热演化形成的天然气，都称为煤型气，也有人称之为煤系气。

要注意区别煤型气、煤成气和煤层气间的差异。煤成气是专指煤层在煤化过程中所生成的天然气，属煤型气的一种，也是最重要的一种煤型气。煤层气是指以吸附状态存在于煤层中的煤成气，是描述煤成气产状的术语，其内涵包括煤田瓦斯气。

表 2-10 我国若干油型气的组成特点

油田或油区	天然气组成主要参数分析				稳定碳同位素
	CH_4	重烃	C_1/C_{2+}	$C_1/\Sigma C$	$\delta^{13}C_1$(PDB) ‰
大庆油田（石油伴生气）	53.9～95.61	2.64～38.51	1.40～36.22	0.58～0.975	-49.97～-37.72
东濮凹陷（凝析油伴生气）	71.04～87.43	10.63～26.91	3.21～20.3	0.75～0.96	-45.1～-38.9
板桥凝析气田	82.88	16.29	5.42	0.844	
川东相国寺气田（热裂解干气）	98.15	0.89	110.3	0.991	-33.55

1959 年在荷兰北部发现格罗宁根大气田，并在查明了二叠系赤底统风成砂岩中巨大天然气聚集的气来自中石炭统煤系地层以后，煤成气开始被人们所重视；后来，在附近北海盆地南部发现十几个大气田，探明总储量逾 $4.5\times10^{12}m^3$，成为世界第二大产气区。从此，俄、美、澳等许多国家普遍注意在含煤盆地中寻找煤型气气藏。据报导，在煤炭资源极丰富的德国，探明的煤型气储量占天然气总储量的 93%。我国有着丰富的煤炭资源，煤型气将是我国天然气勘探的重要对象之一。

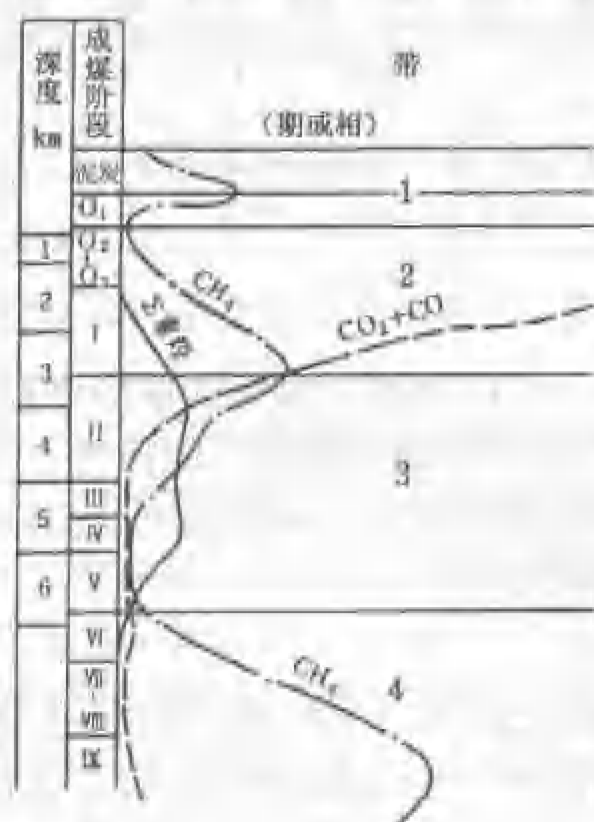


图 2-30 腐植型有机质煤化过程的阶段与成气模式

（据 И.В.Высоцкий，1979）

（二）煤化过程及煤气发生率

煤型气的原始有机质，主要来自各种门类的植物遗体，以陆生高等植物为主，低等植物占次要地位。其有机组成主要是碳水化合物及木质素。这些植物遗体，如果是在沼泽、内陆浅水湖盆及海盆边缘大量堆积，几乎没有矿物质参加，在氧气有限进入的条件下，随着埋深的增加，经泥炭化及煤化作用，可演变成不同煤阶的煤；如果这些植物遗体呈分散状态伴随矿物质一起沉积下来，随着埋深的增加，经成岩作用则形成腐殖型（Ⅲ型）干酪根。

煤成烃过程同前述的油气生成类似，主要差别在于煤及腐殖型干酪根在化学成分及结构上以含带许多烷基侧链和含氧官能团的缩合多核芳香结构为主，所以，在热演化过程中以产气态烃为主。其演化仍可分四个阶段（图 2-30）：泥炭—褐煤早期阶段（带 1；泥炭—O_1 煤阶），R_o 小于 0.4%，地温小于 75℃，相当于生物化学生气阶段；褐煤中期—长焰煤阶段（带 2；O_2—O_3—Ⅰ煤阶），主要形成 CO_2 和 CH_4，含少量的重烃，为成岩和热解作用形成；气煤—瘦煤阶段（带 3；Ⅱ—Ⅴ煤阶），主要形成煤型湿气和煤型油，有时重烃气含量超过甲烷；贫煤—无烟煤阶段（带 4；Ⅵ—Ⅸ煤阶），形成以甲烷为主的煤型干气。因此，煤型气可分为煤型热解湿气和煤型裂解干气两种类型。

在表示煤型气产率的大小时，常用煤气发生率或视煤气发生率来表示。所谓煤气发生率

指从泥炭阶段到某一煤阶，每吨煤所生成的烃类气体的总量(体积)；视煤气发生率是指从褐煤到某一煤阶，每吨煤所生成的烃类气体的总量(体积)。煤气发生率与有机组分的性质和丰度、煤阶等因素有关。不同的煤有不同的煤气发生率(表2-11)。煤气发生率一般是通过实验室热模拟获得，不同作者因实验条件和计算方法不同，煤气发生率有很大差别。

表2-11 煤气发生率 m^3/t

煤化程度								测算者
褐煤	长焰煤	气煤	肥煤	焦煤	瘦煤	贫煤	无烟煤	
68.0	168.0	212.0	229.0	270.0	287.0	333.01	419	В.П.Козлов,1961
	70	84	110	140		170	289	杨天宇等,1983

(三)组成特点

煤化过程的不同阶段，形成的产物组成不同。从国内外已知的煤型气藏的组成来看(表2-12)，煤型气尽管可能含有一定量的非烃气，如N_2、CO_2等，但其含量很少达到20%，超过20%(如库珀盆地的CO_2)的大多为外来成分加入。尽管煤型热解气的重烃含量比煤型裂解气高，但煤型气的重烃含量也很少超过20%，主要为甲烷。煤型气的甲烷碳同位素一般为$-42‰\sim-25‰$。由于有机母质原因，与煤型气一起形成的凝析油中，常含有较高的苯、甲苯以及甲基环已烷和二甲基环戊烷[92]。另外由于腐殖质易吸附自然界的汞，所以，煤型气常含汞蒸气，一般含量超过$0.7\times10^{-3}mg/m^3$，多数大于$1\times10^{-3}mg/m^3$，中欧盆地的煤系气含汞量可高达$(180\sim400)\times10^{-3}mg/m^3$。

表2-12 国内外若干煤型气组成特点

气田名称	产层时代	气源层时代	天然气组成,%				$\delta^{13}C_1$(PDB) ‰	资料来源
			C_1	C_2+	N_2	CO_2		
格罗宁根	P_1	C_2	81.2	3.48	14.4	0.87	-36.6	据Stahl,1977
拉莱尔	P_1	C_2	89.9	6.10			-29.2	
达卢姆	P_1	C_2	86.06	0.44			$-25.4\sim-22.0$	
圣胡安	K	K					-42.0	转引自Stahl,1983
库珀盆地(澳) 木姆巴9号井	P_1	P_1	66.02	0.67		33.27	-28.8	据Rigby,1981
库珀盆地(澳) 图拉奇9号井	P1	P_1	71.76	11.62		14.40	-36.3	
东濮文留22井	E_2	C—P	96.35	2.35			-27.9	据朱家蔚等,1983
陕甘宁刘庆1井	P_{1x}	C—P	95.0	0.64	4.13			据王少昌,1983
陕甘宁任4井	P_{1x}		92.52	6.97	0.49	0.01	-30.47	
四川中坝4井	T_{3x}		90.8	8.20	0.17	0.40	-34.8	有*者为中坝7井邻近数据,据陈文正,1982
四川中坝7井	T_{3x}		87.33	12.23	0.41	0.03	$-36.0\sim-35.9^*$	

五、无机成因气概述

无机成因气系指不涉及有机物质反应的一切作用和过程所形成的气体。它包括地球深部岩浆活动、变质作用、无机矿物分解作用、放射作用以及宇宙空间所产生的气体。

非烃气大量来自无机作用是无可置疑的。目前也有很多迹象表明，甲烷也有无机成因来源。如化学家很早就在实验室通过无机化学反应获得了甲烷；人们早就发现太阳系外侧行星

的大气圈中含有气态甲烷；在陨石固体以及在地壳岩石岩浆成因的多种金属和金刚石矿中也有数量不等的甲烷气；特别是，近年来在东太平洋洋隆热液喷出口观测到射出的气体中有较高的甲烷气含量（Welham 等，1979），等等。可见，无机成因的天然气也是地壳中天然气的重要来源。

目前一般认为，最有可能被捕集于地壳岩层中的无机成因气主要是来自幔源的岩浆以及变质作用和由此引起的无机矿物热分解作用所形成，有时可能发现由地表水渗入地壳深处而形成的大气成因气。

无机成因气的分布常与深大断裂活动有关，特别是古老地层更有可能分布无机成因气。

无机成因气往往含有较多的非烃气体，包括 CO_2、CO、N_2、H_2 以及 He、Ar 和 Ne 等惰性气体。来自幔源的气体，其氦同位素丰度 $^3He/^4He$ 相当于 $8R_A$（R_A 为空气中的 $^3He/4He$ 比值，约为 1.4×10^{-6}）。以二氧化碳为主的天然气，常与碳酸盐岩等无机盐类热分解或岩浆成因有关，无机成因的 CO_2 碳同位素一般在 $-8‰\sim0‰$，最高可达 $+27‰$。无机成因的烃类气体中，甲烷为主，C_{2+} 很少，甲烷的碳同位素丰度 $\delta^{13}C_1$ 大于或等于 $-40‰$。

目前发现纯粹的无机成因气藏（田）不多，但已发现了许多混有无机成因气的气田。如美国中部大陆本得隆起等气田，氮含量高达 80%～90%，伴有 7%－9% 的氦，推断这种气体同深源岩浆成因有关；在俄罗斯科拉半岛钻入超基性岩体的井内，发现含氮量 20%～40%、含氦量 0.6%～3.7% 的天然气，从这种天然气的地质产状及氦—氮组合来看均表明是岩浆成因特征。我国东营凹陷平方王油田下第三系所产天然气，二氧化碳含量达 63%～66%，系喜马拉雅期玄武岩与石灰岩接触后碳酸钙的热分解所致。匈牙利潘农盆地米哈伊气田，呈不整合直接覆盖在结晶基岩之上的第三系砂层，产出的天然气中 CO_2 含量达 95%，CH_4 仅 4.5%，可能来自结晶基岩深处。

六、不同成因类型天然气的识别

地壳中的天然气，绝大部分是气体化合物与气体元素的混合物，只有个别特殊情况下才由单一气体组成。因此，识别天然气的成因类型，应该是对天然气中各种组分的成因都进行识别，但这样要花费大量的时间和财力，所以，一般只鉴别天然气中几个主要组分的成因类型。另一方面，尽管理论上不同成因的天然气其地球化学特征有所不同，但实际上欲寻求统一的标准来识别各种不同类型的天然气，目前尚难做到。下面仅介绍几种有代表性的判别方法。

（一）Гуцало 的 $\delta^{13}C_1$—$\delta^{13}C_{CO_2}$ 分类图版

Гуцало从 CH_4 与 CO_2 共生体系碳同位素热平衡原理出发，以世界上已有 CH_4 与 CO_2 共生体系中测得的 $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_{CO_2}$ 为依据，将自然界不同成因类型的 CH_4 与 CO_2 共生体系划分为三个区，如图 2－31 所示。图中所标温度是天然气形成温度，它是作者按 Craig（1953）提出的 CH_4 与 CO_2 碳同位素热平衡原理的近似方程计算值。

第 I 区为无机成因气区。该区的 $\delta^{13}C_1$ 由 $-41‰$ 到 $-7‰$，$\delta^{13}C_{CO_2}$ 由 $-7‰$ 到 $+27‰$（在 0‰附近特别集中）。洋脊喷出气、温泉气、火山气和各种岩浆岩和宇宙物质包裹体中的气体均属此区。

第 II 区为生物化学气区。该区的 $\delta^{13}C_1$ 由 $-92‰$ 到 $-54‰$，$\delta^{13}C_{CO_2}$ 由 $-36‰$ 到 $+1‰$。世界上浅层生物成因气、现代沉积物中所有的 CH_4 与 CO_2 共存的天然气均属此区。

第 III 区为有机质热裂解气区。该区的 $\delta^{13}C_1$ 由 $-40‰$ 到 $-19‰$，$\delta^{13}C_{CO_2}$ 由 $-30‰$ 到

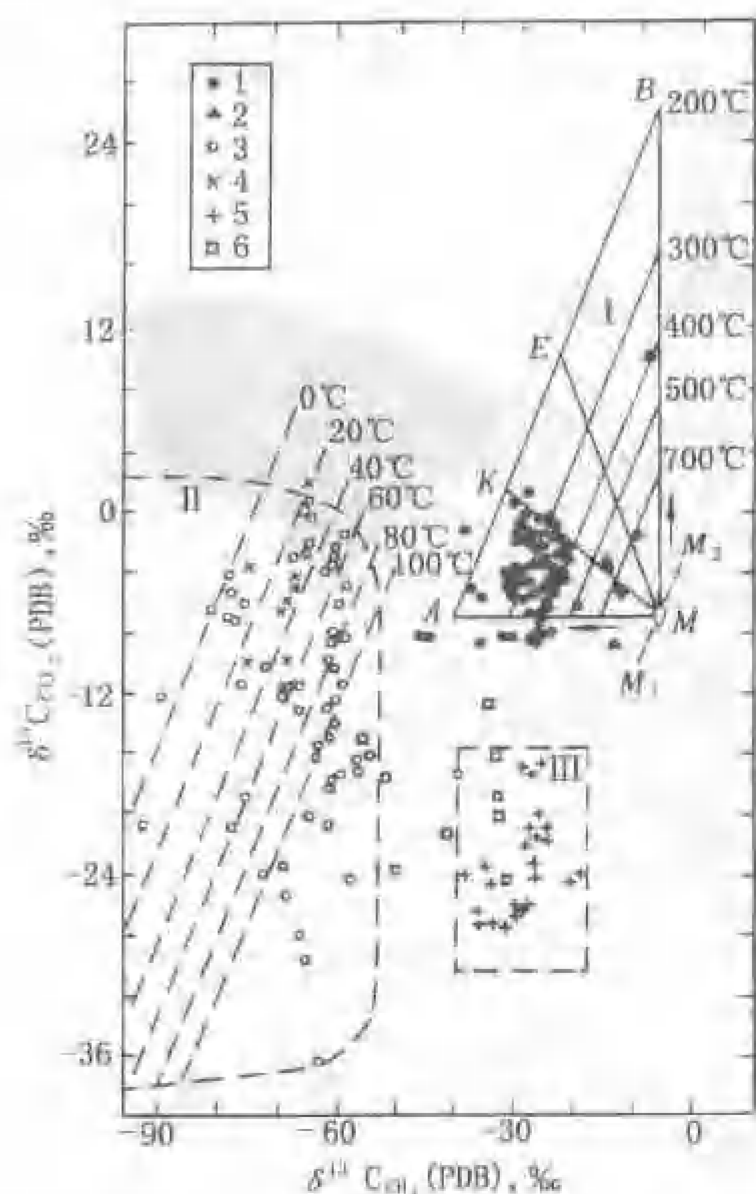


图 2－31 自然界 CH_4 与 CO_2 共生体系的 $\delta^{13}C_{CH_4}$ 和 $\delta^{13}C_{CO_2}$ 分布图(据Гуцало,1981)

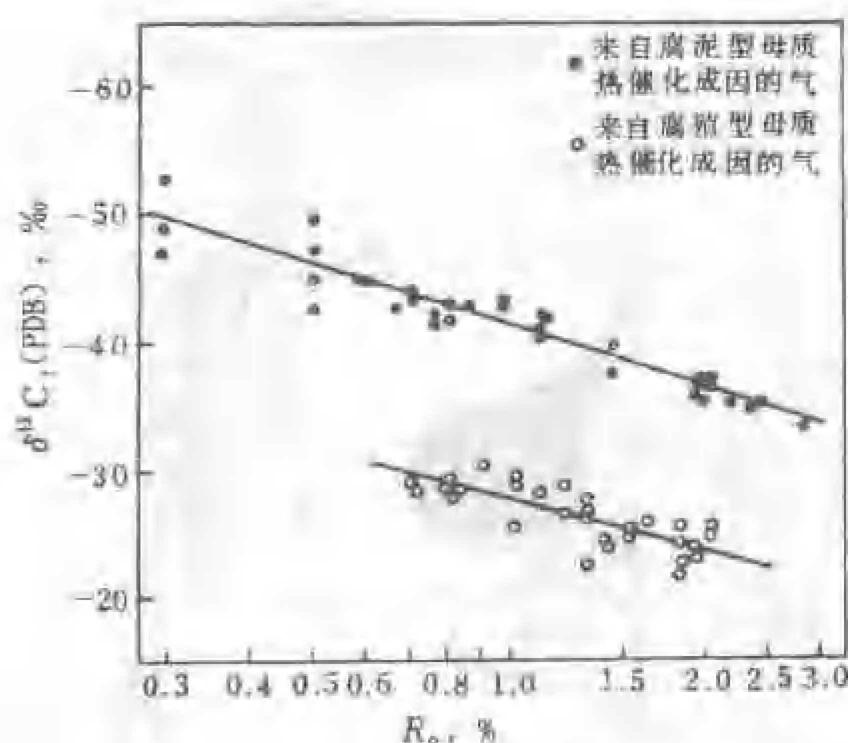


图 2－32 不同母质形成的天然气 $\delta^{13}C_1$ 与其母岩 R_o 关系图(据 Stahl，1974)

－16‰。沉积岩中的分散有机质、泥炭、煤和石油的热裂解气均落于此区。

Гуцало 分类图版可以把天然气的来源粗略分为三种成因。随着样品数量的增多其三者界限可能有所变化，但该图版仍有很大的参考价值。

(二)Stahl 的 $\delta^{13}C_1$—R_o 的分类图版

Stahl 根据世界各地大量天然气样品的 $\delta^{13}C_1$ 及其母岩 R_o 的测定，发现两者具有良好的相关性。这种相关性与母岩的有机质类型有关。Stahl 分别建立了腐殖型和腐泥型烃源岩的 R_o 与其形成天然气的 $\delta^{13}C_1$ 关系曲线(图 2－32)和相关公式

$$\text{腐殖型：}\delta^{13}C_1 = 14\lg R_o - 28 \tag{2-6}$$

$$\text{腐泥型：}\delta^{13}C_1 = 17\lg R_o - 42 \tag{2-7}$$

从中可见，天然气的 $\delta^{13}C_1$ 与其母岩 R_o 呈半对数关系，这表明各种有机质随热演化所形成的天然气，其甲烷碳同位素含量是有一定变化的；腐殖型有机质烃源岩形成的天然气与相同演化程度的腐泥型有机质烃源岩所形成的天然气相比，具有更高的甲烷碳同位素含量。

根据测定的 $\delta^{13}C_1$，依据 Stahl 的分类图版能够区分有机成因气的母质类型，这对鉴别煤型气与油型气很有参考价值。

戴金星等(1985)在研究我国许多煤型气和油型气 $\delta^{13}C_1$ 与其源岩 R_o 的相关性后，也提出了类似的关系[92]。

$$\text{煤型气：}\delta^{13}C_1 = 14.1254\lg R_o - 34.3922 \tag{2-8}$$

$$\text{油型气：}\delta^{13}C_1 = 15.8015\lg R_o - 42.2061 \tag{2-9}$$

(三)Schoell 的综合分类图版

Schoell[155]研究了世界若干含油气盆地及含煤盆地的天然气后，提出根据甲烷碳同位素

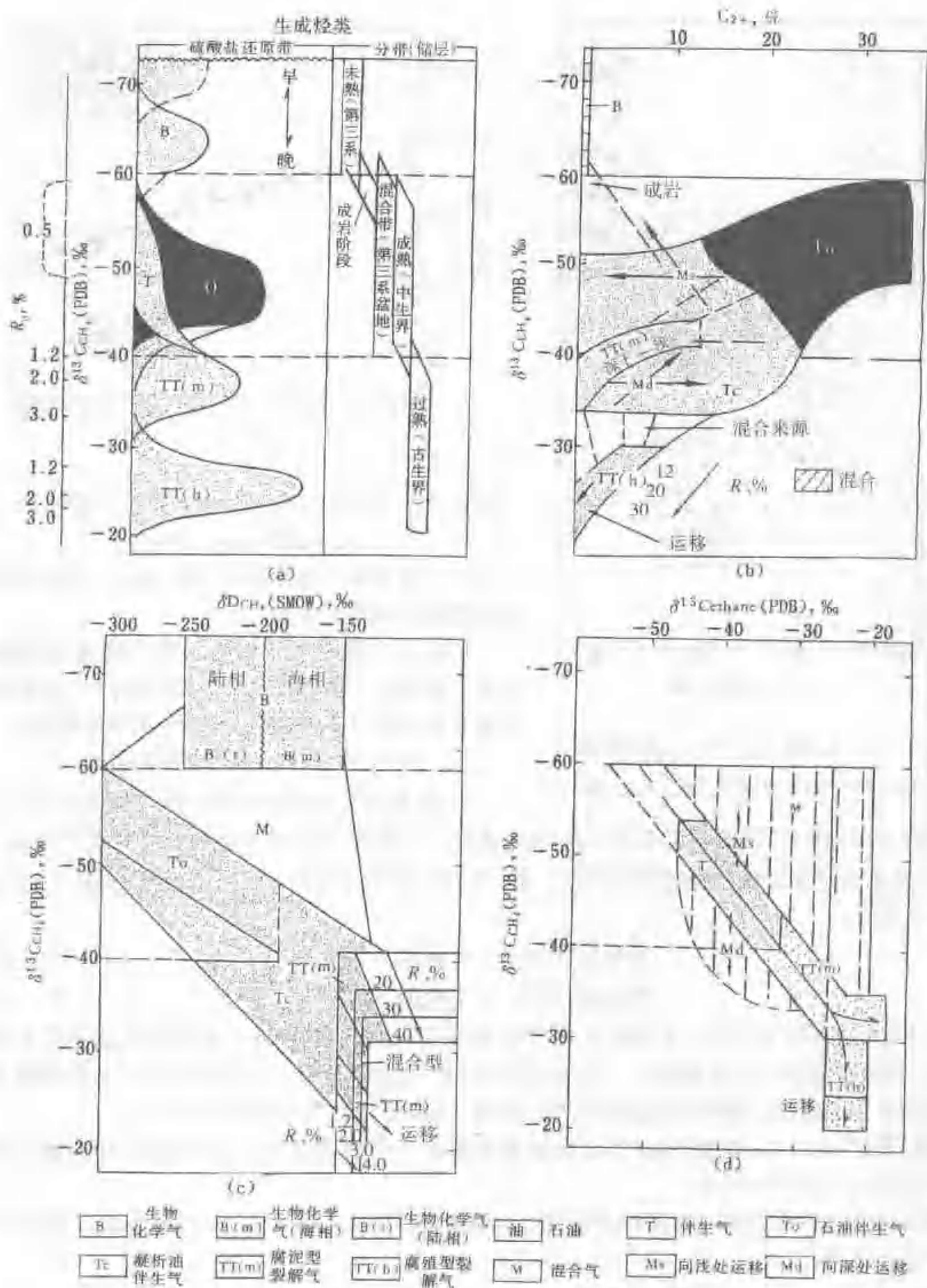


图 2－33 有机成因气的成因类型图解（据 M. Schoell, 1983）

B—生物化学气或细菌气（未成熟干气），B(t)—陆相生物化学气，B(m)—海相生物化学气；T—伴生气，To—石油伴生气（湿气），Tc—凝析油伴生气（凝析气），TT—热裂解气（过成熟干气）；TT(m)—腐泥型裂解气，TT(h)—腐殖型裂解气，M—混合气 Ms—伴生气向浅处生物化学气运移混合；Md—伴生气向深处裂解气运移混合，箭头表示运移方向

($\delta^{13}C_1$)、乙烷碳同位素($\delta^{13}C_2$)、甲烷氢同位素(δD_1)及重烃气含量(C_{2+})四项指标划分有机成因气类型的图版，见图2-33，根据这套图版可识别有机成因气的类型：生物化学气(B)、石油伴生气(To)、凝析油伴生气(Tc)、腐泥型热裂解气[TT(m)]、腐殖型热裂解气[TT(h)]和混合气(M)等类型。包括四幅图：

(a)有机质成熟度与油气生成的关系，表明天然气中甲烷碳同位素取决于有机质类型及成熟度。

(b)天然气重烃气含量与甲烷碳同位素含量的关系，图中Ms及Md分别表示向浅处和深处运移造成的成分变化。

(c)天然气甲烷碳同位素含量与氢同位素含量的关系。

(d)天然气甲烷碳同位素含量与乙烷碳同位素含量的关系。

这套图版除可进行有机成因气的成因分类外，尚可用来研究天然气的次生作用(如运移作用、成熟作用、混合作用等)及气体母质来源。在美国加利福尼亚湾、德国南部磨拉石盆地、奥地利维也纳盆地及意大利波河盆地，应用这套图版研究天然气的成因类型获得了良好效果。

第6节　生油层研究与油源对比

一、生油层研究

具有良好的油气源岩是沉积盆地形成油气聚集的首要条件。通常我们把能够生成石油和天然气的岩石，称为生油（气）岩（或生油气母岩、烃源岩），由生油（气）岩组成的地层为生油（气）层。在一个沉积盆地的发展过程中，石油往往是在稳定沉降时期的产物。在一定地质时期内，具相同岩性—岩相特征的若干生油层与其间非生油层的组合，称为生油层系。如果在生油层系中有储集层存在，那么生油层系也就是含油层系了。

生油气层是自然界生成石油和天然气的岩层。在沉积盆地中，油气是从生油（气）层中生成并运移到具有多孔介质的储集层中储集起来形成油气聚集的。因此，生油层研究既对探讨油气成因具有理论意义，同时也是指导油气勘探实践的主要根据之一。生油气层评价的主要目的就是根据大量地质和地球化学分析结果，在一个沉积盆地（或凹陷）中，从剖面上确定生油气层，在空间上划出有利的生油气区，做出生油气量的定量评价，以便与圈闭条件配合，分析盆地的含油气远景，为油气勘探提供科学依据，并可完善和发展油气成因的现代理论。

（一）生油层的地质研究

生油层的地质研究包括生油层的岩性、岩相及厚度研究。岩性特征是研究生油层的最直观标志。虽然岩性并不是决定某地层能否生成石油和天然气的本质因素，但是它与生成油气的基本条件，即原始有机质和还原环境有一定的联系。生油岩一般是粒细、色暗、富含有机质和微体生物化石，常含原生分散状黄铁矿，偶见原生油苗。生油层的主要岩性特征见表2-13。常见的生油层主要包括粘土岩类和碳酸盐岩类。

1. 粘土岩类生油层

主要包括泥岩、页岩、粘土等，是在一定深度的稳定水体中形成的。环境安静乏氧，浮游生物和陆源有机胶体能够伴随粘土矿物质大量堆积、保存并向油气转化。因而这些细粒的粘土岩类富含有机质及低铁化合物，颜色多呈暗色。我国主要陆相盆地如松辽、渤海湾、准噶尔、柴达木等含油气盆地，主要生油层多为灰黑、深灰、灰及灰绿色泥岩、页岩。国外的

表 2-13 生油层的主要岩性特征

生油层类型	岩石类型	颜色	结构	层理	自生矿物	化石	油气显示
粘土岩类	泥岩、页岩为主，次为砂质泥岩、泥质粉砂岩	灰黑色 深灰色 灰色 灰绿色	泥级—粉砂级	页状，厚层—块状	富含黄铁矿	丰富	或有原生油苗
碳酸盐岩类	生物灰岩、礁灰岩、泥灰岩、石灰岩	灰黑色 深灰色 褐灰色 灰色	隐晶—粉晶	厚层—块状，中层状次之	含黄铁矿	丰富	或有原生油苗

生油层也以此类最多。有些学者将泥质粉砂岩和细砂岩当作生油岩，其生油条件当然大为逊色。

2. 碳酸盐岩类生油层

以低能环境下形成的富含有机质的石灰岩、生物灰岩和泥灰岩为主，如沥青质灰岩、隐晶灰岩、豹斑灰岩、生物灰岩、泥质灰岩等，常含泥质成分；多呈灰黑、深灰、褐灰及灰色；隐晶～粉晶结构，颗粒少，灰泥为主；多呈厚层～块状，水平层理或波状层理发育；含黄铁矿及生物化石；偶见原生油苗，有时锤击可闻沥青臭味。我国四川盆地丰富的天然气资源，部分与二叠系和三叠系的石灰岩有关；华南、塔里木地台广泛发育的古生界碳酸盐岩和华北地台中、上元古界、下古生界的许多碳酸盐岩都具备良好的生油条件。波斯湾盆地的上侏罗统阿拉伯组和第三系阿斯马利石灰岩都具有重要的碳酸盐岩生油层。

在直观辨认生油层岩性特征的基础上，研究岩相特征可使我们对生油层的了解更深入一步。因为岩相是在一定沉积环境中所形成的岩石组合，它反映了当时的大地构造条件、古地理古气候环境和沉积介质的物理化学特征。一般来说，最有利的生油岩相是浅海相、三角洲相和深水湖相。

浅海相的碳酸盐岩类和粘土岩类都具备很好的生油条件。它们多处于广海大陆架和潮下带的局限海，属持续低能环境，盆底长期稳定沉降，气候温暖湿润，生物繁盛，水体安静，氧化—还原电位呈负值，水介质属弱碱性，长期的还原环境使丰富的有机质得以顺利堆积、保存并向油气转化。国外许多碳酸盐岩含油气盆地常出现碳酸盐岩～蒸发岩沉积旋回：一般开始为深水泥灰岩沉积；然后过渡为石灰岩，局部遭受重结晶和白云石化，有时出现生物礁块沉积；最后则为原生白云岩、硬石膏及盐岩等蒸发岩。旋回初期～中期为有利的生油时期。

三角洲相在近 20 多年来也引起国内外石油地质学家的广泛注意。在海岸线以外的前三角洲带属于长期快速沉降地区，以富含有机质的暗色页岩沉积为主，由河流搬运来的细粒粘土悬浮物质和胶体物质沉积而成，既含海相生物化石，也含陆源有机质，它们都迅速埋藏、保存下来。这种快速沉积的前三角洲页岩具有隔绝导热能力，可以造成异常高的温度和压力，有利于大范围有机质转化为烃类。非洲的尼日尔河第三纪三角洲是闻名世界的产油气区，这里的前三角洲带暗色泥岩是非常有利的生油层。

我国油气勘探实践证明：深水—半深水湖相是陆相生油层系发育的有利环境，这里具备

有机质含量丰富，加上水流弱、波浪小、静水沉积，水底还原等良好生油条件，尤其是在主要生油层系沉积时期处于近海地带的深水湖盆更为有利。从我国各地质时代陆相生油层分布状况来看，许多大型深水湖相生油层系都分布在地质历史上同古海域联系密切的近海地带。例如陕甘宁盆地现在位于我国大陆腹地，可是在晚三叠世，它却面临着辽阔的古南方大海，属于近海湖盆；其他如早白垩世的松辽盆地、早第三纪的渤海湾盆地、晚二叠世的准噶尔盆地等都可能是大型的近海深水湖盆。这些深水湖盆的共同特征是长期稳定沉降、沉积岩系厚达数千米以上。在长期大幅度沉降过程中，又往往伴随着振荡运动，形成多旋回的特点。每个旋回初期主要是山麓河流相砂泥岩沉积；随着盆地持续下沉，水体加深，湖盆扩大，形成了半深水和深水湖相泥岩沉积，成为主要生油层系；至旋回后期，湖盆沉降速度变小，湖盆变浅，又沉积了不利于生油的岩层，最后出现湖滨沼泽相的煤和碳质页岩。在沼泽相沉积以后，可能又开始一次新的沉积旋回，造成又一次有利于生油的深水湖相沉积。所以，每个沉积旋回中期湖盆的沉降及沉积特征是生油层系发育好坏的关键。综合分析我国的陆相生油层系基本上有四种剖面类型：泥岩型、夹油页岩泥岩型、含碳泥岩型及含膏泥岩型（表2－14）。松辽盆地下白垩统、渤海湾盆地下第三系沙河街组都属于泥岩型生油层，生成了丰富的石油，形成若干大油田。而其他类型生油层湖盆水体欠稳定，湖水有时变浅或水质浓缩，生油条件相对略为逊色。

表2－14 我国陆相生油层系的剖面类型及其特征

（据石油工业部石油勘探开发研究院，1977）

剖面类型	泥岩型	夹油页岩泥岩型	含碳泥岩型	含膏泥岩型
代表地区	东营凹陷	陕甘宁盆地	民和盆地	江汉盆地
地层时代	下第三系沙三段	三叠系延长统	侏罗系	下第三系潜江组
岩性组合	大套泥岩	泥岩夹油页岩、砂岩，边缘含碳	泥岩，砂岩夹碳质层	泥岩夹石膏，盐岩
水介质性质	半咸水	淡水	淡水	咸水
岩系厚度，m	2000～3000	3000	1500～2000	2000～3000
暗色泥岩厚度，m	>1000	300～500	80～100	>500
生物化石	浮游类及藻类	浮游夹底栖生物	植物，底栖	浮游类及藻类
盆地类型	断陷	拗陷	山间拗陷	断陷
代表油田	坨庄—胜利村	马岭	海石湾	王场

总之，在陆相盆地中，深水湖相是最有利的生油岩相，其中又以近海地带深水湖盆的泥岩型剖面生油条件更佳。在空间上生油最有利的地区是湖盆中央的深水地区，在时间上生油最有利的时期是沉积旋回中的持续沉降阶段。

生油层的厚度及其与储集层的组合关系，对生油层的排烃效率有着重要影响。根据世界许多产油区的经验，粘土岩类生油层与砂岩储集层呈旋回式或侧变式组合，二者的接触面积较大，排烃效率较高，有利于油气的生成与储集。据日本学者K.Magara[144]系统研究美国数千个砂岩油藏的经验，认为粘土岩生油层单层厚30～40m、砂岩储集层单层厚10～15m，二者呈略等厚互层的地区，砂、泥岩接触面积最大，最有利于石油生成和聚集；而那些单纯

巨厚块状泥岩和单纯块状砂岩的发育区，对石油生成、排烃、聚集都不利。

(二) 生油岩的地球化学研究

在一个沉积盆地中只有具有有效的生油岩才能提供商业油气聚集。作为有效生油岩，首先必须具备足够数量的有机质、良好的有机质类型以及具一定的有机质热演化史。生油岩地球化学研究的第一步是测定岩石中可溶有机质和不溶有机质的含量。第二步是确定干酪根的类型以及可溶抽提物的化学组成。最后，根据光学性质和物理化学性质来分析有机质的演化阶段。近20多年来，随着石油地球化学的进展，为鉴别生油岩提供了比较充分的科学依据和技术手段。以下分别介绍识别生油岩的主要地球化学指标。

1. 有机质的丰度

岩石中有足够数量的有机质是形成油气的物质基础，是决定岩石生烃能力的主要因素。通常采用有机质丰度来代表岩石中所含有机质的相对含量，衡量和评价岩石的生烃潜力。目前常用的有机质丰度指标主要包括有机碳含量（TOC）、岩石热解参数（生烃潜量，S_1+S_2）、氯仿沥青"A"和总烃（HC）含量等。

(1) 有机碳含量（TOC）。

有机碳含量是国内外普遍采用的有机质丰度指标，系指岩石中残留的有机碳含量。因为生油气层中油气生成逸出后，岩石中残留下来的有机质中的碳含量，就是在实验室所测定的数值，故又称剩余有机碳含量，以单位质量岩石中有机碳的质量百分数表示。由于生油层内只有很少一部分有机质转化成油气离去，大部分仍残留在生油层中，并且碳又是在有机质中所占比例最大、最稳定的元素，所以剩余有机碳含量能够近似地表示生油岩内的有机质丰富程度。

岩石中剩余有机碳与剩余有机质含量之间存在着一定的比例关系，一般将剩余有机碳含量乘以1.22（或1.33）即为岩石中所含剩余有机质的质量百分数。蒂索等人认为，不同类型干酪根在不同演化阶段该值是不同的。

关于生油岩有机碳含量的界线，国内外学者做了大量的工作。我国中、新生代陆相淡水—半咸水沉积中，主力生油岩有机碳含量均在1.0%以上，平均值在1.2%～2.3%之间，最高达2.6%[62]。除柴达木盆地外，我国咸化湖相生油岩有机碳含量都比较高，其中渤海湾盆地、苏北盆地和南襄盆地的有机碳平均含量在部分层段（如沙三段、阜四段、阜二段、核桃园组等）甚至超过2.0%[28]。尚慧芸对我国中、新生代主要含油气盆地1080个样品数据编制的有机碳含量频率图（图2－34）中，暗色泥质生油岩有机碳含量的下限为0.4%，较好生油岩为1%左右。

据H.M.Gehmen（1962）研究，世界60多个沉积盆地寒武系至第三系1066个页岩和346个碳酸盐岩样品、测定结果页岩比碳酸盐岩的有机质含量高一个数量级，几何平均值前者为1.14%、后者为0.24%（图2－35）。Hunt（1961）测定791个页岩和397个碳酸盐岩样品的几何平均值分别为1.2%和0.17%。所以适于生油的碳酸盐岩有机碳含量应大于0.1%～0.2%。造成粘土岩类比碳酸盐岩类生油岩剩余有机碳含量高的原因，可能同两类岩石对有机质的吸附能力不同，以及碳酸盐岩的晶析作用和各种成岩作用导致有机质大量丢失有关。由于泥质岩和碳酸盐岩生油特征的差别，可采用不同的评价标准（表2－15）。

表 2－15　根据有机碳含量划分泥质岩和碳酸盐岩生油岩级别（据陈建平等，1996）

生油岩级别	泥　质　岩	碳 酸 盐 岩
差	<0.5	<0.12
中　等	0.5～1.0	0.12～0.25
好	1.0～2.0	0.25～0.50
非　常　好	2.0～4.0	0.50～1.00
极　好	4.0～>8.0	1.00～2.00

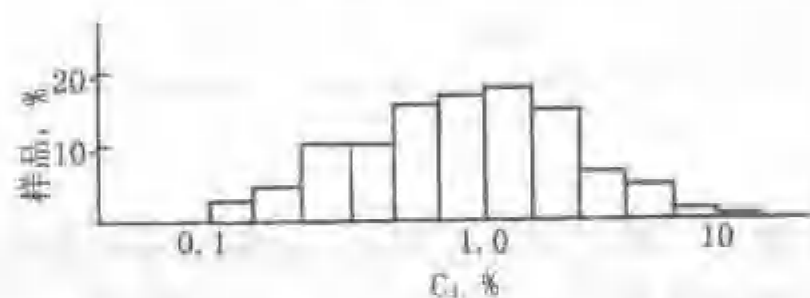


图 2－34　我国中新生代主要含油气盆地生油岩有机碳含量频率图（据尚慧芸等，1982）

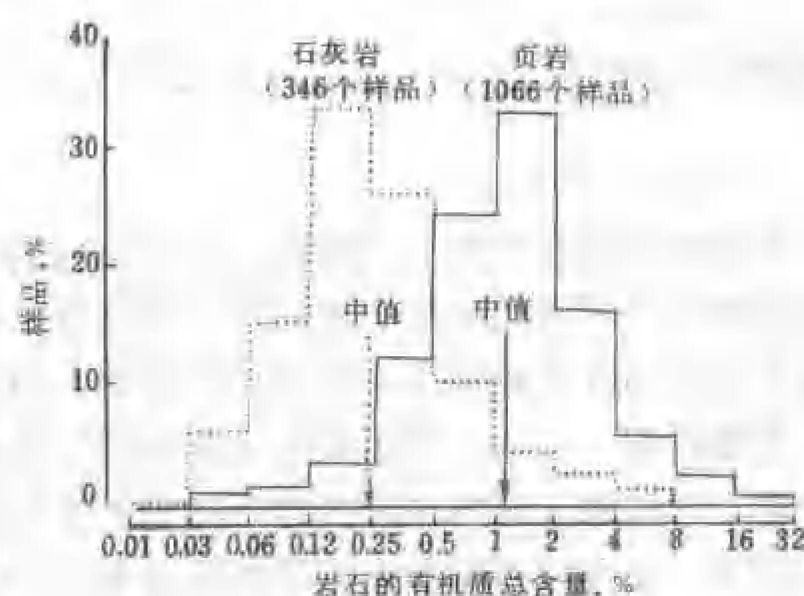


图 2－35　古代页岩和碳酸盐岩的有机质总含量（据 H.M.Gelmen，1962）

（2）氯仿沥青“A”和总烃（HC）含量。

氯仿沥青“A”是指岩石中可抽提有机质的含量；总烃包括沥青“A”中饱和烃和芳香烃组份含量的总和。氯仿沥青“A”和总烃含量是最常用的有机质丰度指标之一。我国陆相淡水—半咸水沉积中，主力生油岩氯仿沥青“A”的含量均在 0.1%以上，平均值为 0.1%～0.3%[62]。图 2－36 为我国主要含油气盆地中氯仿沥青“A”含量分布频率图，其众数为 0.1%左右，一般好的生油岩为 0.1%～0.2%，非生油岩氯仿沥青“A”值低于 0.01%。

目前，国内外许多石油公司都建立了生油岩总烃含量界线的标准（表 2－16），我国陆相淡水—半咸水沉积中，主力生油岩总烃含量均在 410×10^{-6}以上，平均值为（550～1800）$\times10^{-6}$之间[62]。在我国中、新生代沉积盆地中，好的生油岩总烃含量一般在 1000×10^{-6}左右，较好生油岩一般不低于 500×10^{-6}，低于 100×10^{-6}为非生油岩[87]。

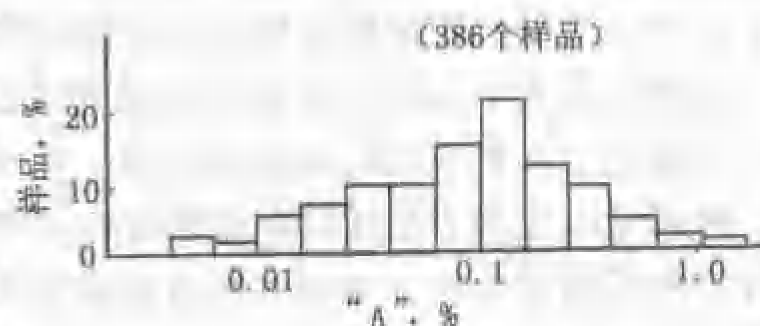


图 2－36　我国中、新生代主要含油气盆地中氯仿沥青“A”含量分布频率图（据尚慧芸等，1982）

此外，岩石热解分析也是一项快速获得有机质丰度信息的有效方法，在有机质丰度评价中最常用的热解参数是生烃潜量 P_g（S_1+S_2）。

表 2-16　不同级别生油岩总烃含量评价标准　　10^{-6}

作者＼生油岩级别	很差	差	良好	好	很好
菲利皮	0~50	50~150	150~500	500~1500	1500~5000
尼克松		<200	200~500	500~1000	>1000
贝克		<50	50~1000		1000~6000
挪威大陆架研究所		<100	100~250	250~500	>500
美国大陆石油公司		<50	50~150	150~350	>350
中国北京石油勘探开发科学研究院		100~200	200~500	>500	

2. 有机质的类型

不同类型的有机质（干酪根）具有不同的生烃潜力，形成不同的产物，这种差异与有机质的化学组成和结构有关。我国中、新生界陆相沉积的泥页岩中含有比较丰富的有机质，但是能否生成油气主要取决于有机质的类型，因此，准确地区别有机质的类型是生油岩研究的又一关键问题。目前，用于确定干酪根的方法很多，第2节已经介绍过可以根据干酪根的显微组成、干酪根元素组成以及岩石热解参数划分干酪根的类型。

此外，还可以根据生油岩可溶组分组成特征、生物标志物特征研究有机质的类型。生油岩中可抽提物（饱和烃、芳香烃、非烃和沥青质）的相对含量是生油岩有机母质性质和演化经历的反映，因此生油岩中可溶抽提物族组成特征对划分有机质类型也有参考意义，尤其是低熟生油岩，其应用效果较好。甾烷化合物和异戊间二烯型烷烃组成特征也能反映有机母质的性质。

3. 有机质成熟度

沉积岩中有机质的丰度和类型是生成油气的物质基础，但是有机质只有达到一定的热演化程度才能开始大量生烃。勘探实践证明，只有在成熟生油岩分布区才有较高的油气勘探成功率。所以生油岩的成熟度评价也是决定油气勘探成败的关键。

成熟度是表示沉积有机质向石油转化的热演化程度。由于在沉积岩成岩后生演化过程中，生油岩中有机质的许多物理性质、化学性质都发生相应的变化，并且这一过程是不可逆的，因而可以应用有机质的某些物理性质和化学组成的变化特点来判断有机质热演化程度，划分有机质演化阶段。为了判断有机质是否达到成熟阶段，是否开始大量转化为石油，各国石油地质学家和地球化学家纷纷提出衡量有机质成熟作用的标准。目前用于评价生油岩成熟度的常规的地球化学方法除前述TTI方法外，应用较广的有镜质组反射率、孢粉碳化程度、热变指数、岩石热解参数、可溶抽提物的化学组成特征等。此外，对饱和烃的成分（碳优势指数CPI及环烷烃指标）、自由基含量、干酪根的颜色及H/C—O/C原子比关系，以及生物标志物等最新研究成果，都可以用来判别有机质的热演化程度。

（1）干酪根演化特征

1）镜质组反射率（R_o）

镜质组反射率（R_o）目前被认为是研究干酪根热演化和成熟度的最佳参数之一。用显微镜鉴定镜质组反射率起源于煤岩学，它与挥发分、固定碳都是研究煤变质程度及划分煤阶

的良好指标。镜质组（Vitrinite）是一组富氧的显微组分，由同泥炭成因有关的腐殖质组成，具镜煤（Vitrain）的特征。

根据镜质组反射率研究煤的碳化程度已有很长历史，近20年来镜质组反射率也被广泛用于研究分散有机质的热演化程度。干酪根的光学研究结果表明，其基本成分为镜质组碎片和非晶质有机物，主要来源于陆生高等植物碎片。干酪根的热解过程与镜质组的演化过程相符，镜质组是以芳香环为核，带有不同的支链烷基。在热演化过程中，链烷热解析出，芳环稠合，出现微片状结构，芳香片间距逐渐缩小，致使反射率增大、透射率减小、颜色变暗，这是一种不可逆反应。所以，镜质组反射率是一项衡量生油岩经历的时间—古地温史，有机质热成熟的良好指标。

镜质组反射率与成岩作用关系密切，热变质作用愈深，镜质组反射率愈大。在生物化学生气阶段镜质组反射率为低值，即低于0.5%。随着埋藏深度而逐渐变化，在热催化生油气阶段和热裂解生凝析气阶段，反射率作为深度的函数增加较快，约从0.5%上升到2%；至深部高温生气阶段，反射率继续增加。因此，测定生油岩中有机质或煤夹层的镜质组反射率，可以预测油气的分布。

不同类型干酪根具有不同化学结构，其中不同强度的化学键的相对丰度不同，成熟作用相对时间有所差别，因而在应用镜质组反射率判断有机质的成熟度时，对不同类型的干酪根应有所区别（图2－21、2－37）。

应用镜质组反射率研究成熟度的主要局限性在于，镜质组组分与类脂组组分相比对生油的贡献不大，而一些非常倾向于生油的源岩缺乏或含很少镜质组，而且大量的油型显微组分或沥青的存在常常会使镜质组反射率随成熟度的正常变化而变得迟缓[151]。



图2－37 根据镜质组反射率确定的油和气带的近似界限（据Tissot等，1984）
根据时间—温度关系以及不同来源有机质的混合情况，界限可略有变化

镜质组的显微镜鉴定是从孢粉鉴定推演而来的，在镜下鉴别孢粉的颜色同样可以反映其热演化变质程度。所以孢粉碳化程度也是鉴别有机质成熟度的一个辅助标尺。

2）热变指数（TAI）。

TAI是一种在显微镜下通过透射光观测到的由热引起的孢粉、藻类等颜色变化的标度，F.L.Staplin（1969，1974）按颜色变化确定有机质的演化变质程度，提出了热变指数的五个级别：1级—未变化，有机残渣呈黄色；2级—轻微热变质，呈桔色；3级—中等热变质，呈棕色或褐色；4级—强变质，呈黑色；5级—强烈热变质，除有机残渣呈黑色外，另有岩石变质现象。石油、湿气和凝析气生成阶段的热变质指数约介于2.5～3.7之间。

Chevron石油公司的TAI标度与Staplin的有些差异，Chevron的TAI标度范围值从0（淡黄）到4（黑），并且与镜质组反射率（表2－17）和烃类生成带（图2－38）有对应关系。最易测定并且最重要的颜色变化是在2.4和3.1之间，对应于生油开始至生油高峰，在TAI低于2.4或高于3.1时，这种方法是无效的[151]

表 2－17　Chevron 的 TAI 与镜质组反射率间的近似关系

TAI	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.0	3.2	3.4	3.6	3.8	4.0
R_O,%	0.22	0.26	0.30	0.35	0.43	0.60	0.80	1.0	1.2	1.4	1.7	2.7	4.0

3）干酪根的颜色及 H/C—O/C 原子比关系。

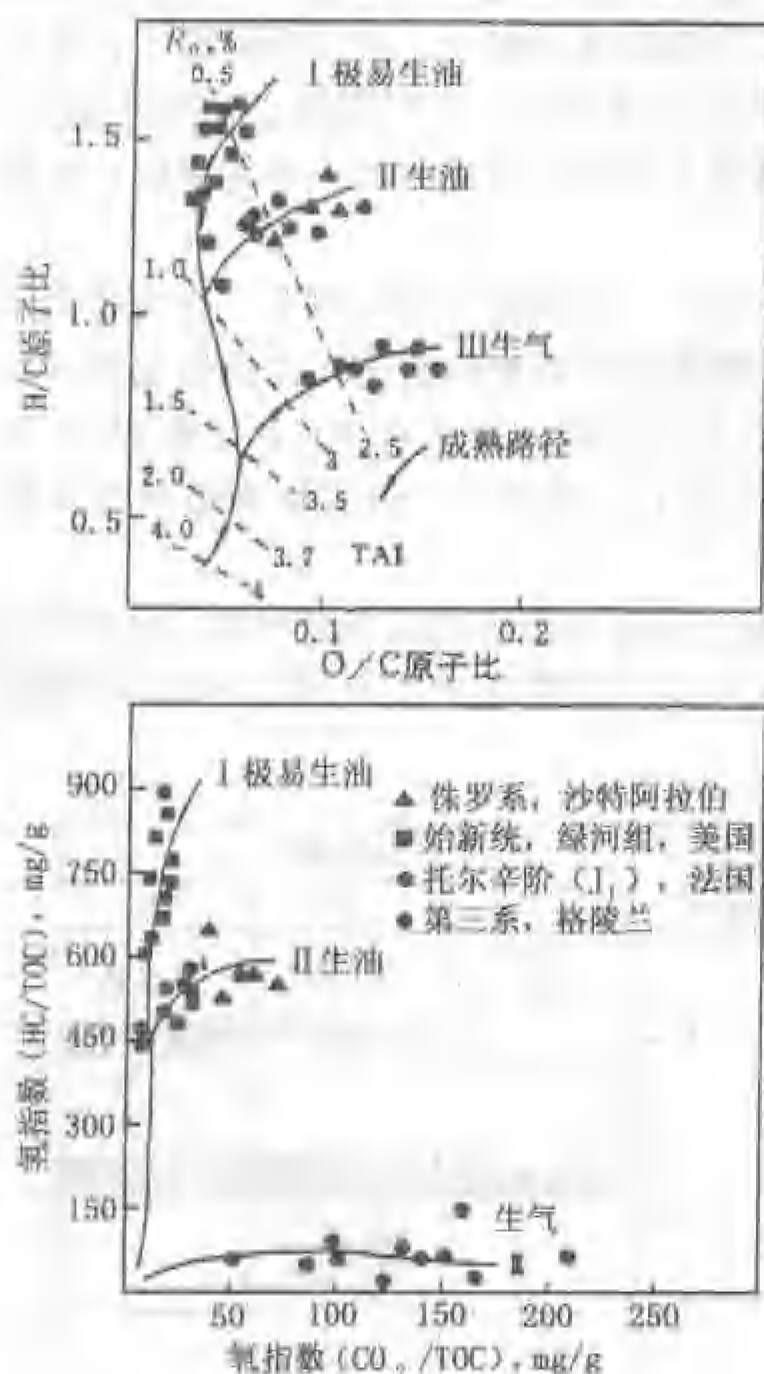


图 2－38　有机质演化图（据 Jones 和 Edison，1978）

在油气生成各阶段中，干酪根对成岩作用的影响很敏感，并且在沉积物中广泛分布，可能同沉积物的基质共生。所以，干酪根是研究有机质演化的温度—时间模式的一种良好标志。

根据干酪根的颜色及其与 H/C—O/C 原子比和温度—时间的关系，有助于判断干酪根向油气转化的成熟程度，并计算出视活化能。随着热成熟作用的增长，样品颜色由黄色变为暗褐色至黑色。其中从暗褐色至深暗褐色的转变标志着最大量生成正烷烃的区间，这时残渣的 H/C 原子比约为 0.80±0.05，视活化能约为 45000±5000cal/mol。图 2－39 及图 2－40 为美国南加利福尼亚近海唐讷盆地近代沉积物中取得的干酪根，在实验室不同时间和温度下加热进行元素和颜色分析的结果。将各样品加热的时间、温度（即 $\ln t$ 对 $1/T$ 的关系）和鉴定的颜色标在图 2－39 上，即可绘出干酪根颜色的阿伦纽斯型图，各色区之间以直线分隔，从直线的斜率可以计算出每种颜色转变的近似活化能。将干酪根的鉴定颜色放在 H/C 对 O/C 原子比的坐标图上（图 2－40），并注明 H.Б. 瓦萨也维奇（1970）的"主要生油期"标尺和 A. 胡德（1975）的有机质成熟标尺，即可看出"主要生油期"发生在干酪根残渣的 H/C 原子比介于 0.84—0.69 之间，相当于实验加热唐讷盆地干酪根的暗褐色至深暗褐色区之间。

需要指出：在地质条件不同的地区，干酪根的类型会有区别，其热成熟特征可能出现在不同范围。如美国西内部盆地二叠系含磷组的黑色页岩反映出三个不同的成熟阶段[116]，A. 未成熟沉积物：干酪根黄～褐色，H/C 原子比大于 1.1，重烃（C_{12+}）/剩余有机碳和氯仿沥青含量都呈现低值；B. 成熟沉积物：干酪根褐～暗褐色，H/C 原子比介于 1.1～0.6，C_{15+} 烃/有机碳大于 1%；C. 早期变质沉积物：干酪根褐黑～黑色，H/C 原子比介于 0.6～0.4，C_{15+} 烃/有机碳小于 0.2%。估算约有 2.4×10^{15}t 石油重烃已经生成并从含磷黑色页岩中运移出来。由此可见，各地区尚需注意总结各自的经验数据范围。

此外，由于有机质的混合、氧化和其他可变因素，范氏图（H/C 原子比—O/C 原子比关系图）只能粗略地估计干酪根的成熟度，还需要其他方法的支持[150]。

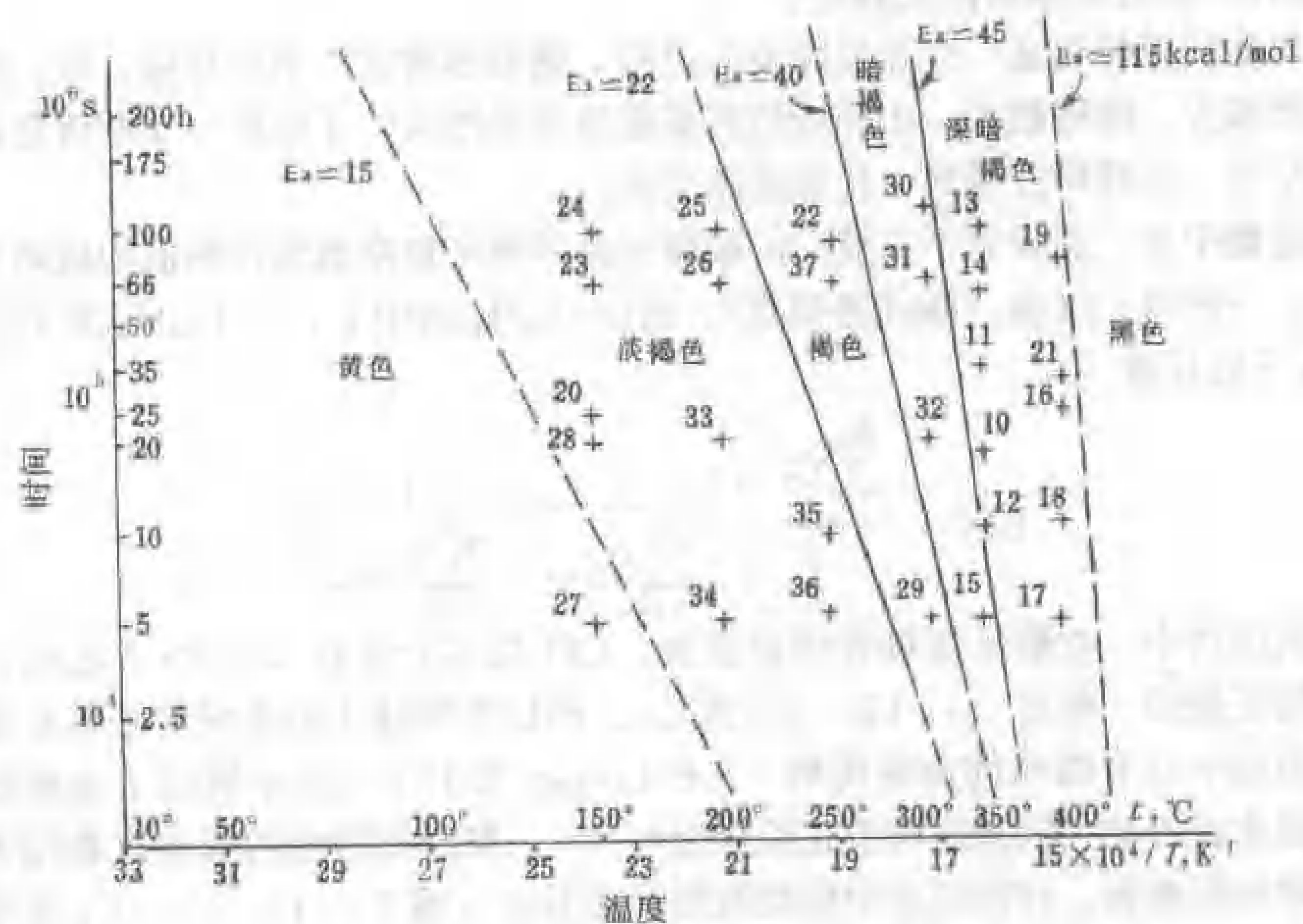


图 2－39 唐讷盆地干酪根颜色的阿伦纽斯型图

(据 K.E.Peters 等，1977)

10～36 表示样品号；1cal＝4.184J

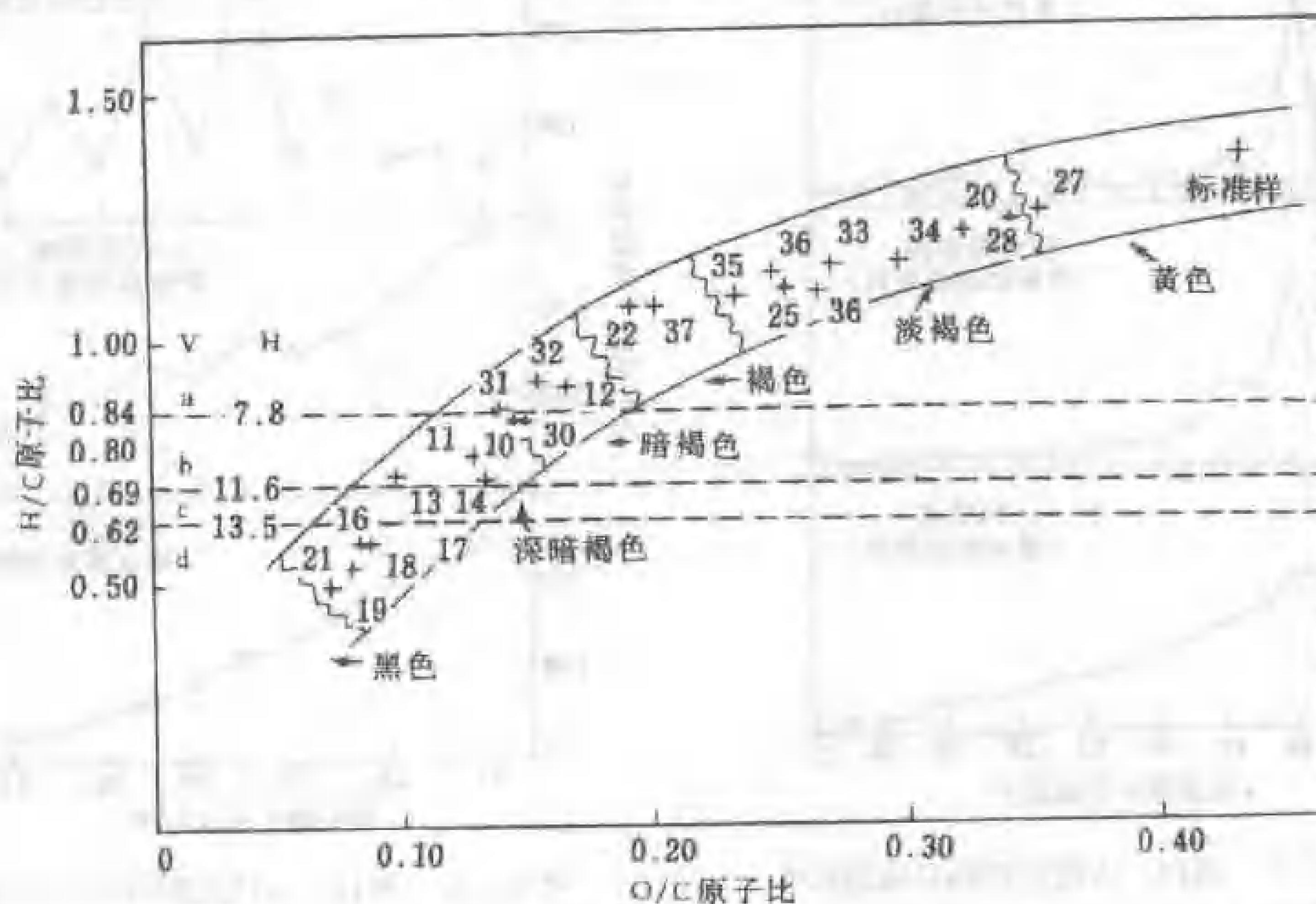


图 2－40 唐讷盆地干酪根热演化同 H.V. 比较图（据 K.E.Peters 等，1977）

H—胡德（Hood 等，1975）的有机质成熟标尺；

V—（Вассоевич 等，1970）的"主要生油期"标尺；

a—未成熟甲烷；b—石油；c—湿气和凝析气；d—深变质甲烷

(2) 生油岩可溶有机质的演化特征。

1) 正烷烃分布特征和奇偶优势比。

由于有机质成熟转化是一个加氢降解的过程，随着热演化作用的加强，氧、硫、氮等杂元素含量显著减少，碳链破裂，正烷烃的低碳组分含量增高，正烷烃分布曲线显示主峰碳数小、曲线平滑、尖峰特征明显，代表成熟度高。

岩石抽提物中奇、偶碳原子正烷烃的相对丰度可用来粗略地估计原油的成熟度。它有两种表示方法：一种叫 CPI 值（碳优势指数），是以 $C_{29}H_{60}$ 为中心，将 $C_{24}H_{50}$ 到 $C_{34}H_{70}$ 的百分含量 C_i 代入下式计算

$$CPI = \frac{\sum_{i=12}^{16} C_{2i+1}}{2}\left[\frac{1}{\sum_{i=12}^{16} C_{2i+1}} + \frac{1}{\sum_{i=12}^{16} C_{2i+2}}\right] \tag{2-10}$$

在近代沉积物中，奇数正烷烃有明显优势，CPI 均匀分布在 2.4～5.5 之间，因为生物体内最丰富的正烷烃一般是 C_{27}、C_{29}、C_{31} 和 C_{33}，所以生物体中的正烷烃必然存在明显的奇碳优势；而原油中只有微弱的奇碳优势。J.E.Cooper 和 E.E .Bray 研究了各种近代、古代沉积物和油层水或石油中的脂肪酸及正烷烃分布[120]，发现脂肪酸的偶碳优势随着沉积物年龄和深度的增加而减弱，在油层水中脂肪酸则平滑分布（图 2－41）；C_{27}～C_{37} 正烷烃的奇碳优势随着沉积物年龄和深度的增加而减弱，在石油中正烷烃平滑分布（图 2－42）。脂肪酸偶碳优势的消失与正烷烃奇碳优势的消失之间的并行，暗示沉积物中形成正烷烃的过程同脂

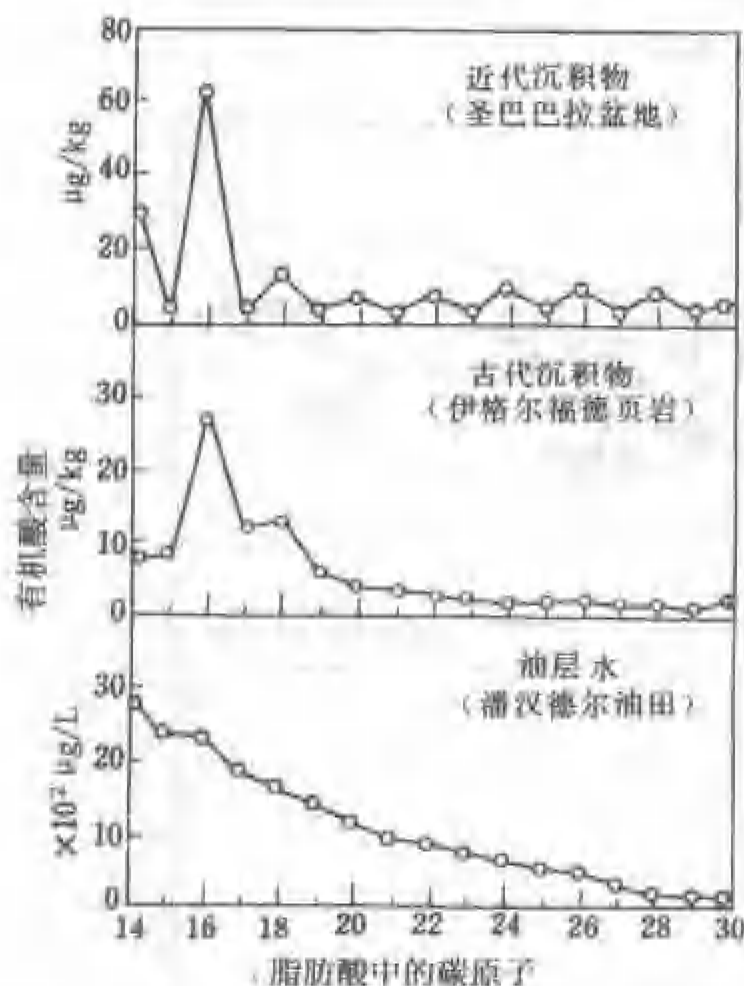


图 2－41　近代、古代沉积物和油层水中脂肪酸的分布（据 J.E.Cooper & E.E.Bray，1963）

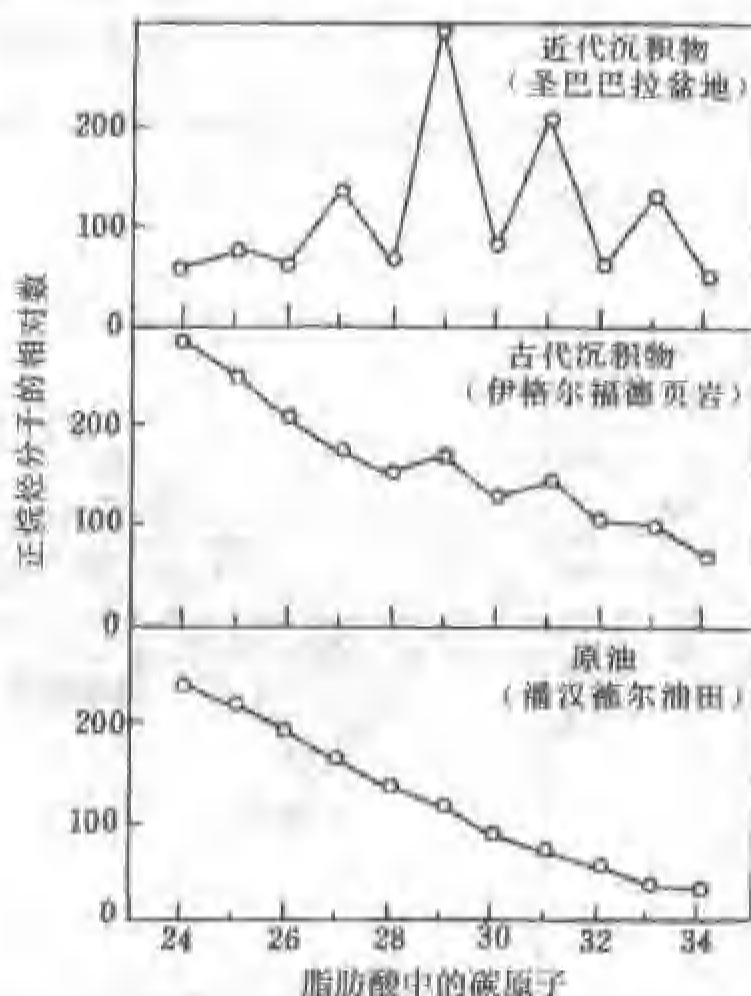


图 2－42　近代、古代沉积物和石油中正烷烃的分布（据 J.E.Cooper & E.E.Bray，1962）

肪酸的演变有关。这个过程可能同去羧基、加氢和降解等作用有关。随着埋藏深度加大，至热催化生油气阶段，干酪根热解产生没有奇碳或偶碳优势的新正烷烃，CPI 值就从近代沉积物中 5.5 高值降低到主要生油带的 1.0 左右。所以，在岩石的有机抽提物中，正烷烃奇偶优

势比小于1.2，即奇数正烷烃略占优势，代表岩石中的有机质向石油转化程度高，可列为生油岩。这项指标在鉴定粘土岩类生油岩时效果较好，对碳酸盐岩则效果较差。

另一种表示方法是OEP值（奇偶优势比），是取主峰碳前后5个相邻之正烷烃的质量分数，按下式计算

$$OEP = \left[\frac{C_i + 6C_{i+2} + C_{i+4}}{4C_{i+1} + 4C_{i+3}}\right]^{(-1)^{i+1}} \tag{2—11}$$

此法计算奇偶优势比对整个正烷烃系列的相对丰度表示得不太精确，但在划定的正烷烃碳数范围内，却是一个更精确的测量方法。

由于CPI和OEP往往是在$C_{23}-C_{34}$范围内进行计算，彼此结果相差甚微，完全可以对比使用。

2）甾、萜烷异构化比值

甾、萜烷化合物随热演化程度的加深，低稳定的构型（αα型、R型）向热力学较稳定的立体构型（ββ、20S、22S）转化，稳定构型与低稳定构型的比值随有机质热演化程度的增加而呈一定规律的变化，如C_{31}升藿烷22S/（22S+22R）、C_{29}甾烷20S/（20S+20R）值的增加与R_o值的增大呈明显的正相关性，因此其变化可作为有机质成熟度标尺。例如，C_{29}甾烷ββ/（αα+ββ）对20S/（20S+20R）的曲线在描述源岩或原油成熟度方面特别有效。该曲线可用于成熟度参数与其他参数的互检（图2-43）。

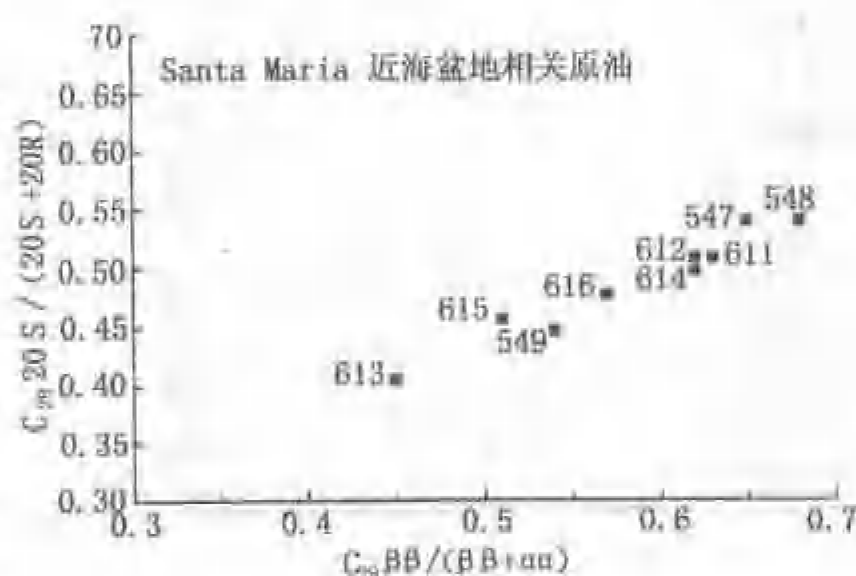


图2-43 根据加利福尼亚Santa Maria近海盆地油样中C_{29}甾烷不对称中心的异构化作用的成熟度参数

（据K.E.Peters和J.M.Moldowan，1993）

此外，生油岩热解（Rock—Eval）特征、自由基含量也可用于研究有机质的成熟度。

综合上述成果，可将目前国内外应用较广的有机质成熟度的衡量标准列入表2-18，说明各项标准与油气生成阶段之间的关系。在各种标准中，以研究干酪根镜质组反射率、TTI、孢粉碳化程度及部分生物标志物参数的效果最佳。

二、油源对比

油源对比包括油气与源岩之间以及不同油层中油气之间的对比，其目的在于追踪油气层中油气的来源。通过对比研究可以搞清含油气盆地中石油、天然气与烃源岩之间的成因联系，油气运移的方向、距离和油气次生变化，从而进一步圈定可靠的油、气源区，确定勘探目标，有效地指导油气勘探开发。

烃源岩中干酪根生成的油气一部分运移到储集层中形成油气藏或逸散，其余部分残留在烃源岩中。因此，烃源岩与来源于该层系的油气有亲缘关系，在化学组成上也必然存在某种程度的相似性。来自同一烃源岩的油气在化学组成上具有相似性，相反，不同烃源岩生成的油气则表现出较大的差异。这一现象从宏观特征到单体化合物之间的范围内都存在，这便是油源对比的基本依据。我们可以选择适当的参数，识别烃源岩中可溶抽提物组成与石油相似、相同或不同的“指纹”型式，根据其相似或不相似的程度来证明石油与生油岩之间有无亲缘关系。

表 2-18　有机质演化程度衡量表

油气演化阶段	镜体组反射率	孢粉碳化程度	热变指数	CPI	干酪根 颜色	干酪根 H/C 原子比	TTI	T_{max}	$C_{29}\frac{20S}{20S+20R}$	$C_{31}\frac{22R}{22S+22R}$
生物化学生气阶段		黄色	1	5.5—2.4	黄—浅褐—褐色	>0.84	1	<440	0.6	
	0.5		2.5				3			
热催化生油气阶段		褐—暗褐色		1±	暗—深暗褐色	0.84~0.69		440~460		0.55
	1.0		3.0				180			
热裂解生凝析气阶段					深暗褐色	0.69~0.62		450~470		
	2.0		3.5				900			
深部高温生气阶段		黑色	3.7 4		深暗褐—黑色	<0.62		>490		

在进行油源对比时，关键是要选择好对比指标。通常把原油与其生油岩共同含有的并不受运移、热变质作用影响的化合物，称为“油源对比指标”。进行油源对比一般应具备两个条件：(1) 在运移过程中，没有或很少有来自不同烃源层的油气混杂；(2) 分布在岩石与原油中的特征化合物，性质稳定，在运移和热变质等次生过程中很少或几乎无损失。目前所用的方法主要是正构烷烃碳数分布特征、生物标志物组成特征和稳定碳同位素组成分析。由于原油与生油岩中的化合物特征不会完全一致，变化程度较大，所以在进行油源对比时，必须将各项指标加以综合对比。在对比研究中，所用的参数越多，对比结果就越可靠。与此同时，油源的判断研究还必须从有机质成烃演化和油气形成的整个成因体系来考虑，只有在油源对比研究中充分考虑到古环境、成熟度和运移作用，甚至生物降解作用的影响，才能辩证地认识原油与生油岩之间的成因联系。

(一) 正构烷烃分布特征

正构烷烃的组成和分布特征受母质类型、有机质演化程度等多种因素的影响。一般认为，如果原油与生油岩有亲缘关系，那么它们的正构烷烃分布特征（气相色谱指纹）应具有相似性。将原油与生油岩的正构烷烃分布曲线进行比较，目测曲线特征的相似性可帮助判断油源的亲缘关系。图 2-44 为表示原油与生油岩对比好、较好和无相似性的例子，曲线基本接近则可能存在油源关系；若曲线根本不同则两者没有油源亲缘关系。

我国酒泉盆地产自第三系与产自白垩系或变质的志留系的原油，在正构烷烃和异构烷烃分布上虽有一些差异，但形态基本相似。OEP 值第三系原油为 1.06，白垩系和志留系原油为 1.10；绝大部分原油和白垩系生油岩样品，主峰碳数均为 C_{21}；原油孢粉中还有白垩纪属种。这些特征都表明上述原油的同源性质，都来自下白垩统新民堡群生油岩（图 2-45）。

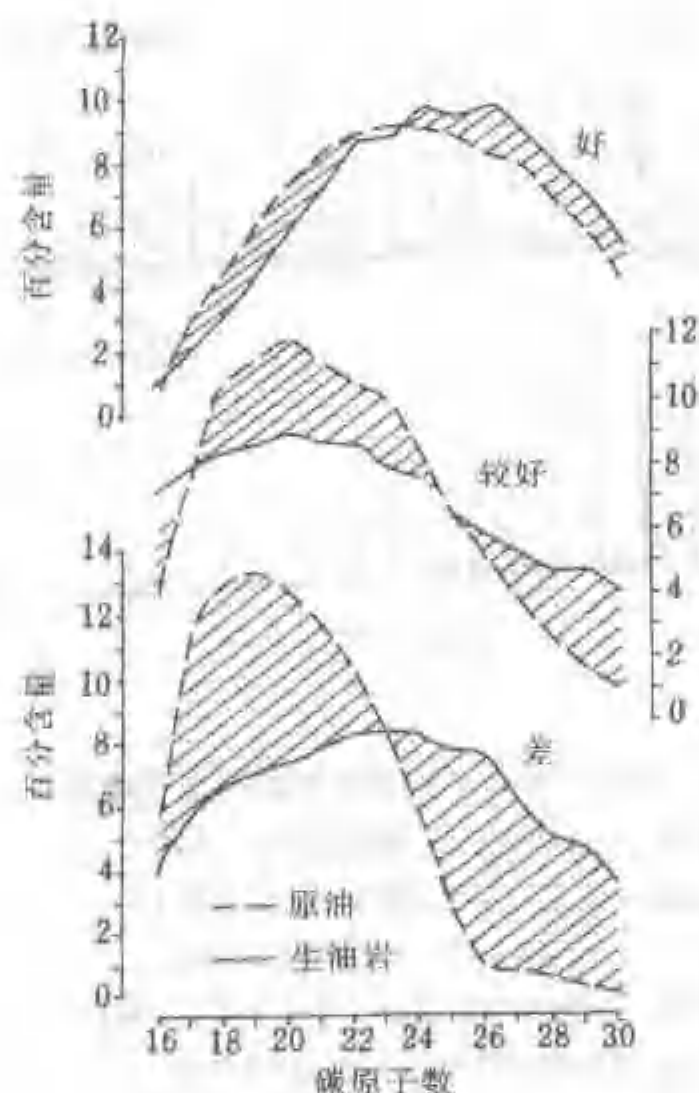


图 2－44　根据原油与生油岩正烷烃分布特征对比亲缘关系

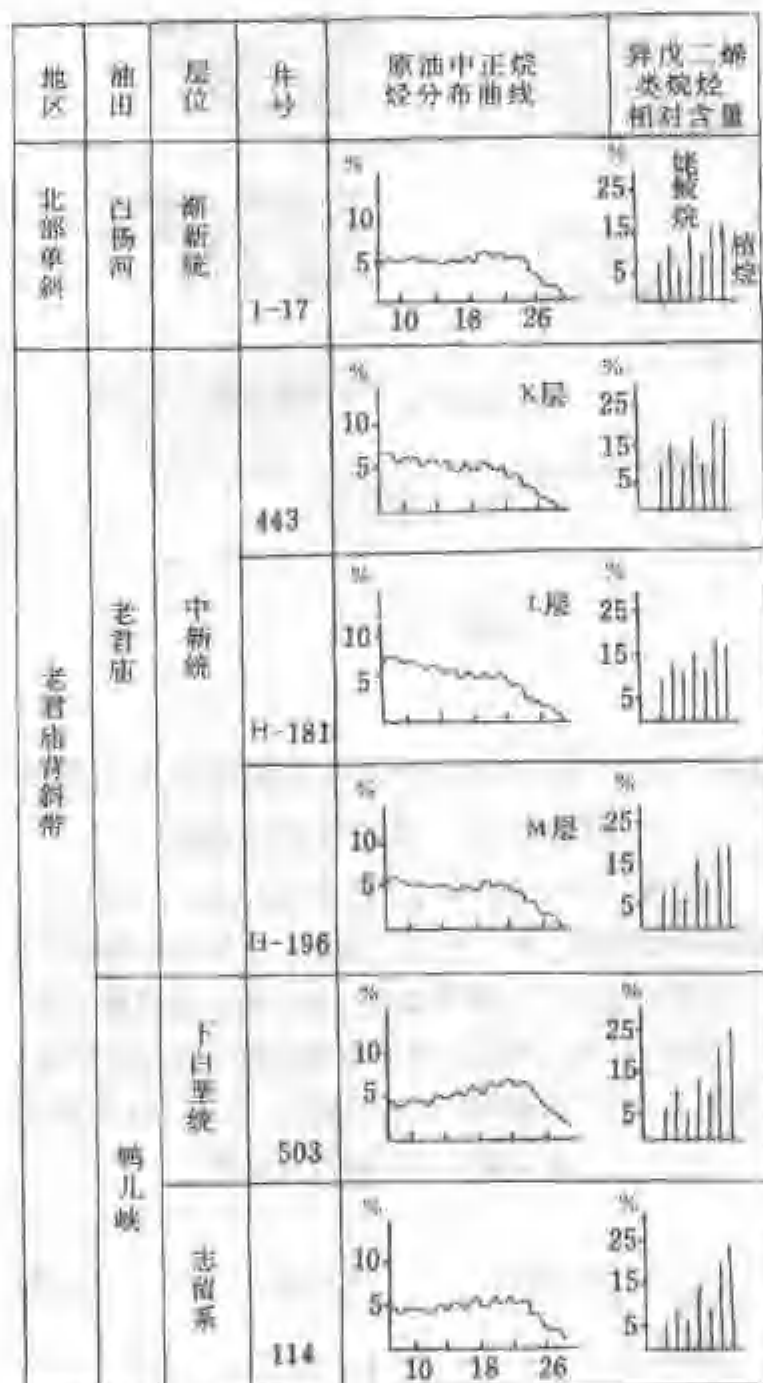


图 2－45　酒泉盆地原油对比
（据玉门油矿石油勘探开发研究院，1978）

正构烷烃在多数原油中具有很高的浓度，它们控制着相应的气相色谱的总面貌，但受生物降解作用、成熟作用和运移作用等次生变化的影响也较大，给对比带来困难。例如，图 2－46 中三个美国湾岸原油的气相色谱图，根据生物标志物和同位素对比，认为是同源的，但由于它们的生物降解程度不同，所以其气相色谱图差别较大；怀俄明州两个原油的气相色谱也类似，但其差异是成熟度的不同引起的（图 2－47）。

（二）异戊间二烯型烷烃

这是一组由叶绿素的侧链植醇或类脂化合物衍生的异构烷烃化合物，在结构上有规则地每隔三个次甲基出现一个甲基侧链，很像是由若干个异戊间二烯分子加氢缩合而成，故称异戊间二烯型烷烃。20 世纪 60 年代以来，在原油和沉积物中陆续发现了 C_9－C_{25}异戊间二烯型烷烃，其中的 2，6，10，14－四甲基十五烷称为姥鲛烷，2，6，10，14－四甲基十六烷称为植烷，二者最丰富且最稳定。它们几乎在每个原油与生油岩抽提物中都出现，运移作用又不会改变其相对含量，甚至在寒武纪和更早时期都存在，所以是研究原油与生油岩之间的关系，追踪石油运移途径的良好对比标志，国外称之为“指纹化石”。图 2－48 是北德意志盆地 6 个样品的异戊间二烯型烷烃相对分布图，可以认出 2～3 个油源，即 We－45、Ha－M_{10}、We－N_8 三个油样“指纹”特征相近：没有 A、B、C 三种，F 最大，E 次之，G、D 较小，其油源属侏罗系道格统生油层。We－18 和 Ne－57 两个油样“指纹”特征近似：没有 C、G，F 最大，E 和 AD 次之，B 最小，油源属侏罗系里阿斯统。

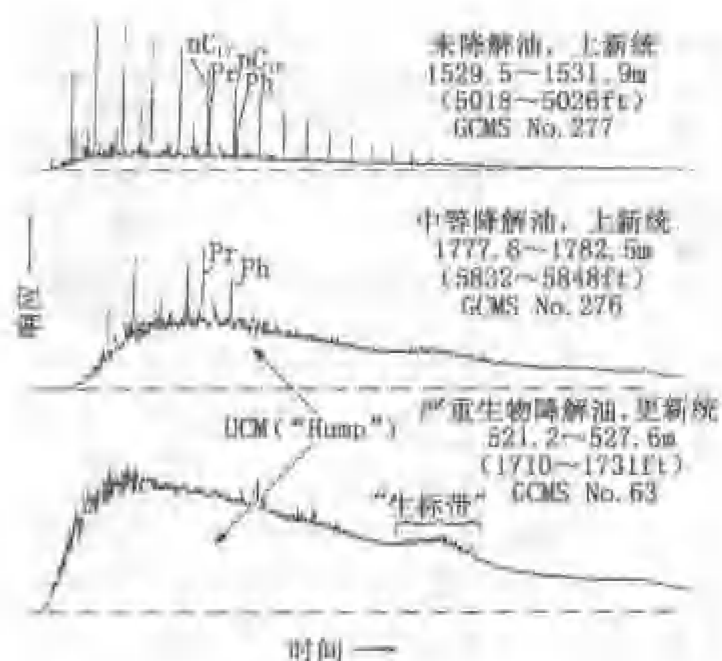


图 2-46 美国海湾沿岸三种不同程度生物降解的相关石油的气相色谱图

(据 K.E.Peters 和 J.M.Moldowan，1993)

与未生物降解石油（上图）相比，中等生物降解石油（中图）丧失了正构石蜡烃，而严重生物降解石油（下图）正构石蜡烃和非环状异戊间二烯型烷烃都丧失了。Pr—姥鲛烷；Ph—植烷；UCM—未分辨的复杂混合物；虚线—基线

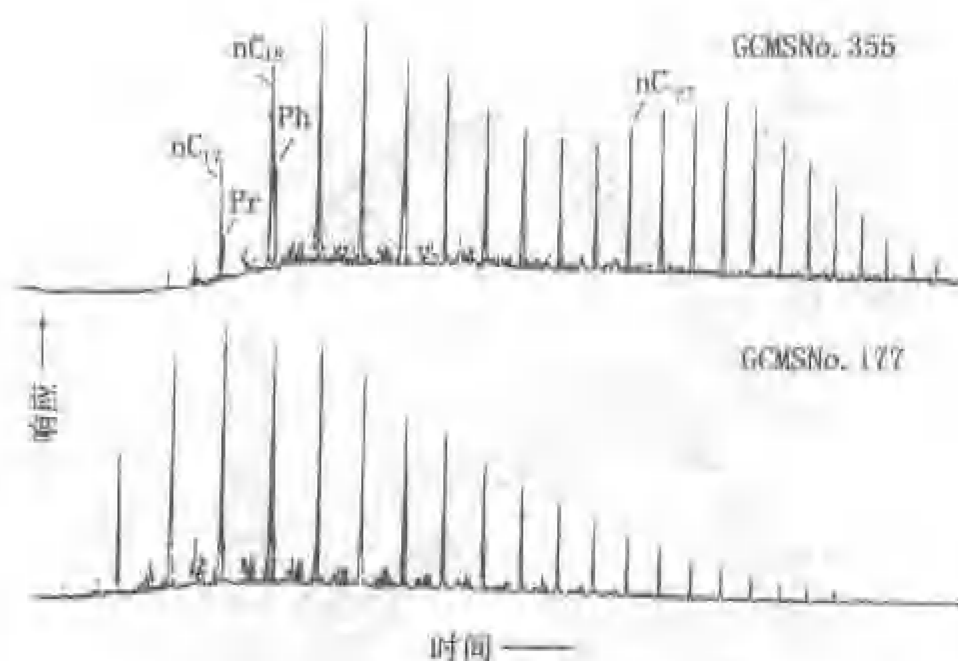


图 2-47 怀俄明州两个相关石油的气相色谱图

(据 K.E.Peters 和 J.M.Moldowan，1993)

成熟度最低的油（第灵根牧场油田，上图），表现为以 nC_{20} 和 nC_{30} 为最高峰的正烷烃双峰群分布。成熟度最高的油（干松油田，下图）表现为正烷烃的单峰群分布，原高分子量的正烷烃在熟化期间已裂解为小分子量的产物。Pr—姥鲛烷；Ph—植烷

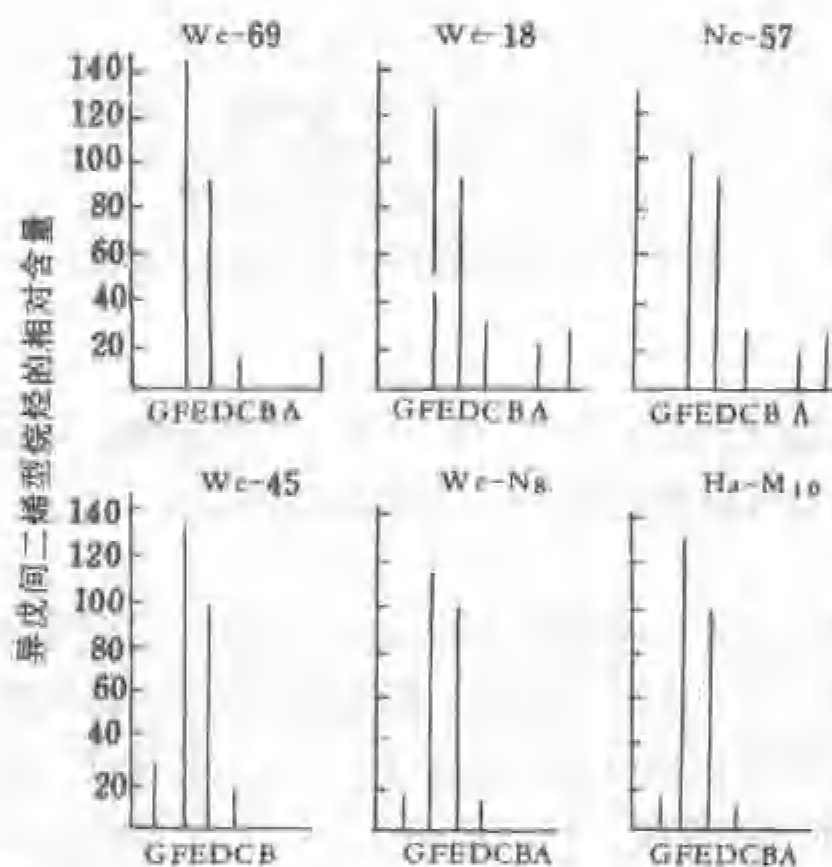


图 2-48 北德意志盆地原油异戊间二烯型烷烃相对分布图

A—2，6，10-三甲基十二烷（法呢烷）；
B—2，6，10-三甲基十三烷；
C—2，6，10-三甲基十四烷；
D—2，6，10-三甲基十五烷；
E—2，6，10，14-四甲基十五烷（姥鲛烷）；
F—2，6，10，14-四甲基十六烷（植烷）；
G—2，6，10，14-四甲基十七烷

在国外还利用姥鲛烷/植烷、非姥鲛烷/姥鲛烷、姥鲛烷/正十七烷、植烷/正十八烷、(姥鲛烷+植烷)/(正十七烷+正十八烷)等五种比值来追溯原油与生油岩的亲缘关系。通过计算机获得各样品的平均值和标准偏差，原油与生油岩的偏差在±0.5范围内，属于好的对比值；偏差在±1.0范围内，定为较好对比值；否则，都划为无对比价值。表 2-19 列举了世界若干国家样品利用上述五种比值进行油源对比的效果分析，可以看出阿拉斯加（A）、德国西南部（K-3）、阿尔及利亚（O-1、O-2）等样品对比效果好，找到了亲缘关系，而俄克拉何马（N）、犹他（E）、怀俄明（F）及加利福尼亚（B）的对比效果最差，未能确定亲缘关系。此外，将异戊间二烯型烷烃结合其他地质特征，还有助于区别沉积环境。

（三）甾、萜化合物特征

甾、萜烷烃的相对含量和立体构型特征主要受有机质母源输入条件、沉积环境和有机质热演化程度的共同控制。对于有亲缘关系的生油岩与原油，其中甾烷、萜烷的相对含量、组

合特征应该是相似的，因此可以根据甾、萜烷系列化合物的分布规律来进行对比，其中生物标志物多因素对比、生物标志物系列组分指纹图对比以及生物标志物各参数相关图对比是进行油源对比的最有效的手段。

表 2-19 利用异戊间二烯型烷烃对比原油与生油岩关系效果分析（据 D.H.Welte，1975）

岩样—油样对应组号	地区	异戊间二烯型烷烃化合物比率				
		姥鲛烷/植烷	非姥鲛烷/姥鲛烷	姥鲛烷/正17烷	植烷/正18烷	姥+植/正17+正18
A	阿拉斯加	2	1	2	2	2
B	加利福尼亚	1	2	0	0	0
C	德国西南部	0	未定	1	0	2
D-1	德国西南部	0	1	2	0	1
D-2		2	1	2	0	2
E	犹他	0	1	1	1	1
F	怀俄明	2	0	0	1	0
G	厄瓜多尔	未定	未定	未定	未定	未定
H-1	德国西北部	0	0	2	2	2
H-2		0	0	2	2	2
K-1	德国西南部	1	1	0	1	0
K-2		2	2	0	0	0
K-3		1	2	2	2	2
L	得克萨斯	1	2	0	0	0
M	北达科他	0	2	2	2	2
N	俄克拉阿马	1	1	0	0	0
O-1	阿尔及利亚	2	1	2	2	2
O-2		2	1	2	2	2
P-1	中澳大利亚	1	1	2	1	2
P-2		0	2	2	2	2

注：生油岩与原油的半定量对比等级：

2—好（标准偏差以内±0.5）；

1—中（标准偏差以内±1.0）；

0—差（标准偏差大于1.0）。

1．规则甾烷原始构型（20R）化合物碳数分布

甾烷的碳数分布是最有效的原油/生油岩对比参数之一，它能够灵敏地反映烃源岩的母质特征，确定原油、烃源岩之间的成因联系。原始构型（20R）化合物碳数分布图和甾、萜烷系列化合物指纹类型曲线是最好的油源对比方法。

图 2-49 为柴达木盆地原油与生油岩中不同碳数生物构型规则甾烷（αααR）碳数分布三角图。从图中看出，柴达木盆地第三系原油中 5α，14α，17α 甾烷（20R）的碳数分布的变化幅度不大，但相对而言仍可划分为 *A*、*B*、*C*、*D* 四个点群。*A* 点群为尕斯库勒油田西面边缘相带干柴沟构造的低熟油，以 C_{27}和 C_{29}均势为特征。*B* 点群为狮子沟构造带原油，*C* 点群为茫崖拗陷北区的低熟原油，二者均以 C_{27}的不很强的优势为特征，主要是 C_{28}的相对含

量有一定的差别。第三系两个深层油样（*D* 点群）表现为明显的C_{27}优势。而侏罗系原油显然不同于第三系原油，点群散布在图的下方，贫C_{28}，以C_{27}或C_{29}的极大优势为特征[62]

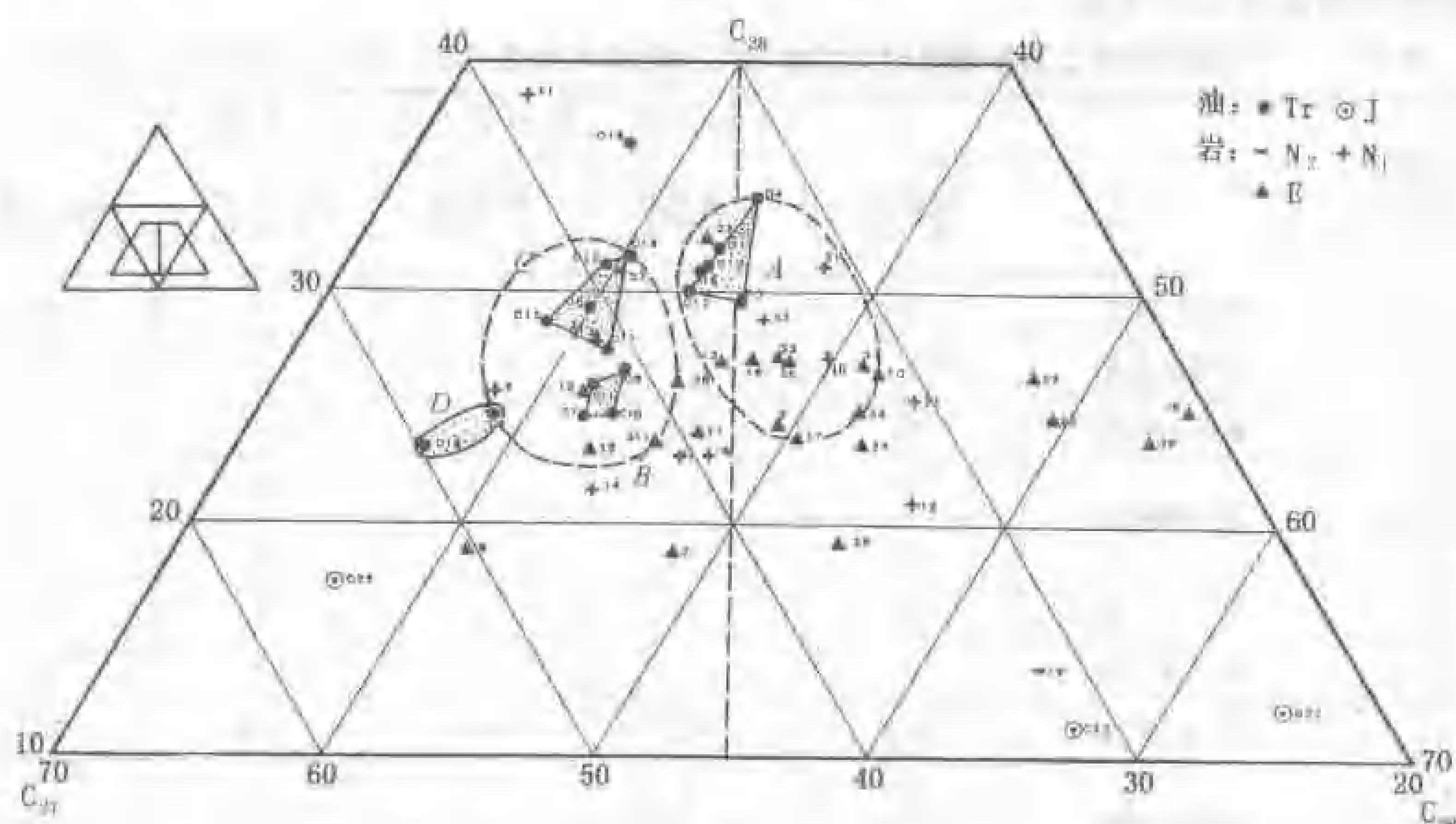


图 2－49　柴达木盆地原油和生油岩中不同碳数生物构型（αααR）甾烷碳数分布三角图
（据黄第藩等，1991）

2. 生物标志物多因素综合对比

影响生物标志物组成的因素是十分复杂的，任何单一指标都具有局限性。如果生油岩与原油具有亲缘关系，那么二者在母源性质、沉积环境、成熟度上都应是高度一致的。因此在选择参数时必须同时考虑上述三个因素，如反映母源的参数有ααα（20R）甾烷C_{27}/C_{28}、ααα（20R）甾烷C_{28}/C_{29}、（藿烷＋莫烷）C_{29}/C_{30}；反映沉积环境的参数有伽马蜡烷/C_{30}（莫烷＋藿烷）；反映成熟度的参数有αααC_{29}甾烷 S/（S＋R）、C_{32}藿烷 S/R、C_{29}甾烷 ββ/（αα＋ββ）、C_{29}藿烷/莫烷、C_{31}藿烷 22S/（22R＋22S），共九个参数。

图 2－50 为我国某盆地不同层位生油岩与侏罗系含油岩心抽提物生物标志物多因素对比图。从图中可以看出，侏罗系原油样品与侏罗系生油岩对比较差［图 2－50（a，c）］，而与二叠系生油岩对比较好［图 2－50（b）］，说明侏罗系原油来源于二叠系生油岩。

此外，在生油岩与原油的对比中，把母源参数与成熟度参数结合起来应用，如可用αααC_{29}甾烷 20S/（20S＋20R）—ααα（20R）（C_{29}＋C_{28}）/C_{27}、C_{29}甾烷 ββ/（αα＋ββ）—ααα（20R）（C_{29}＋C_{28}）/C_{27}等关系图版进行油源对比，效果也较好。

（四）稳定碳同位素组成

近几年来，稳定碳同位素 $\delta^{13}C$ 在油源对比中得到了广泛应用。石油的同位素组成取决于原始有机质性质、生成环境和演化程度。不同成因的石油同位素组成有较大差异。如柴达木盆地第三系正常原油的碳同位素的 $\delta^{13}C$ 值为－27.0‰～－25.4‰，凝析油为－25.0‰～－24.0‰。冷湖侏罗系原油（湖沼相）的 $\delta_{13}C$ 值为－32.6‰～－30.4‰，而鱼卡侏罗系原油（淡水湖相）的 $\delta^{13}C$ 值更低（－33.0‰）。可见，第三系和侏罗系原油是从截然不同的沉积环境下形成的生油岩中生成的。第三系成熟干酪根的 $\delta^{13}C$ 值为－24.8‰，接近第三系原油，反映了二者的成因联系。

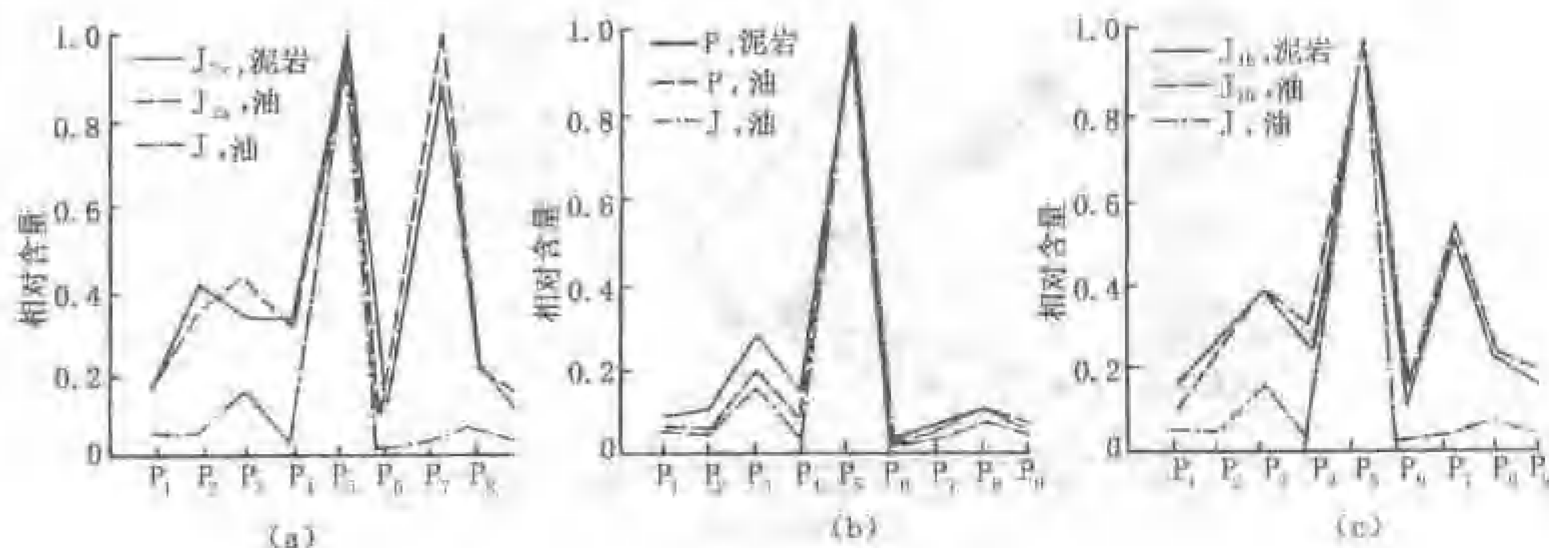


图 2－50　某盆地生油岩与侏罗系含油岩心抽提物生物标志物多因素对比图

（据张枝焕，关强，1998）

P_1—$\alpha\alpha\alpha C_{29}\frac{S}{S+R}$；$P_2$—$C_{29}$甾烷$\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$；$P_3$—$C_{32}$霍烷 S/R；$P_4$—$C_{31}$霍烷$\frac{22S}{22R+22S}$；$P_5$—$C_{29}$（霍烷/莫烷）；

P_6—γ-蜡烷/30（霍烷＋莫烷）；P_7—（霍烷＋莫烷）C_{29}/C_{30}；P_8—$\alpha\alpha\alpha$（20R）C_{28}/C_{29}；P_9—$\alpha\alpha\alpha$（20R）C_{27}/C_{28}

Stahl（1978）提出用稳定碳同位素类型曲线进行油源追踪。原油的饱和烃、芳烃、非烃和沥青质的 $\delta^{13}C$ 值，是随其极性的增强而依次增加的。这五种组分的 $\delta^{13}C$ 值延长线，应落在生油岩干酪根的 $\delta^{13}C$ 值上及其附近，若偏离的值在 0.5‰之内，可以认定其间有良好的亲缘关系。图 2－51 为柴达木盆地冷湖地区原油族组成和干酪根的碳同位素类型曲线对比

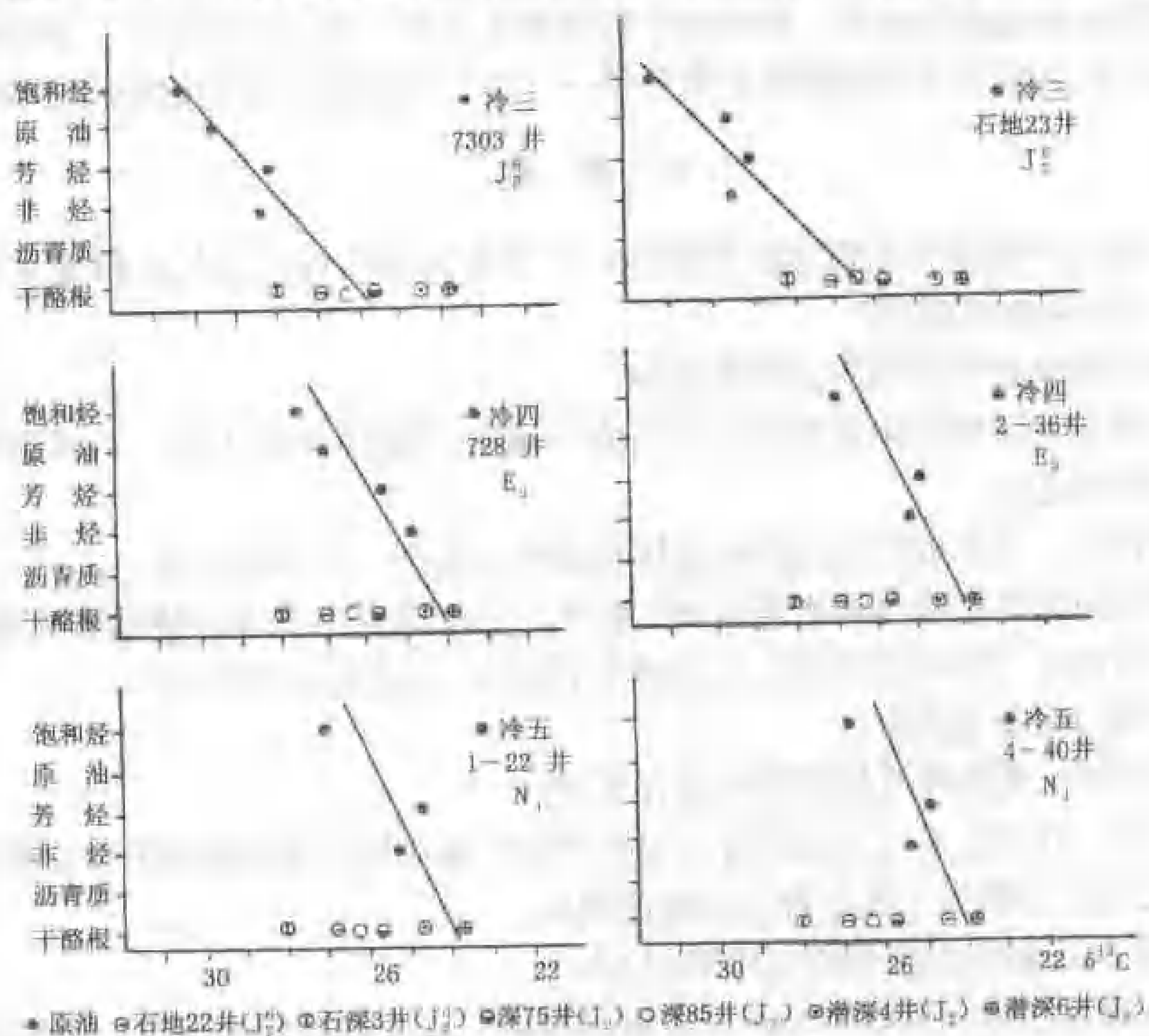


图 2－51　柴达木盆地冷湖地区原油族组成和干酪根的碳同位素类型曲线对比图

（据黄杏珍等，1993）

图。从图中分析冷湖三号原油与邻区 J_2^5 地层埋深大于 3 000m 的成熟生油岩有良好的对应关

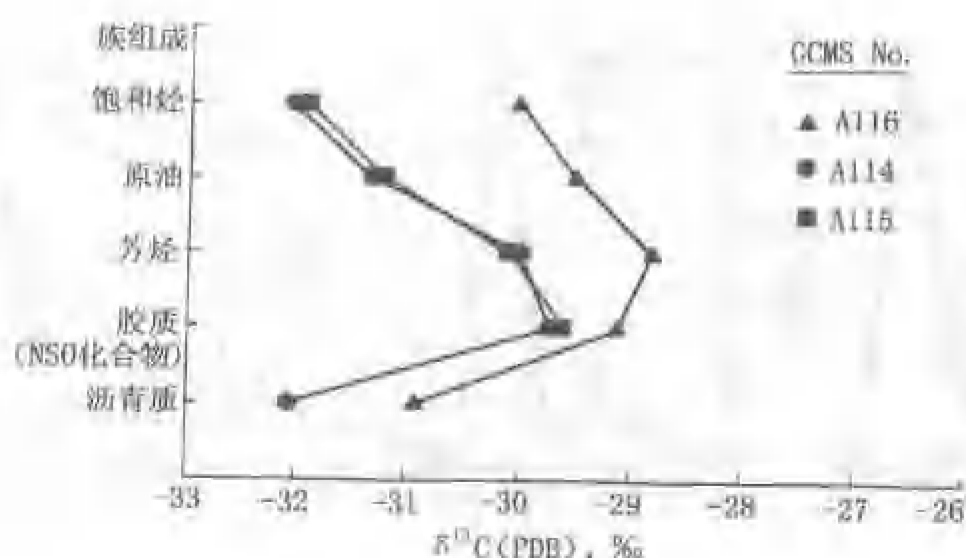


图 2-52 原苏联蒂曼—伯朝拉盆地三个原油的不规则稳定碳同位素类型曲线

(据 K.E.Peters 和 J.M.Moldowan, 1993)

系，与潜伏地区岩样对比偏差大于0.5%，表明其原油来源于冷湖构造带下伏较深的 J_2^5 生油岩。冷湖4、5号原油的延长值与潜伏地区岩样的偏离度小于0.5‰，而与冷湖 J_2^5 样品偏差较大，说明原油不是来自 J_2^5 生油层，而是来自于潜伏地区相同的生油岩[79]。图2-52为原苏联提曼—伯朝拉盆地三个原油的稳定碳同位素类型曲线，其形态和变化趋势是一致的，表明它们具有相关性。预测这些石油源岩的干酪根的稳定碳同位素值大约为-28%。

总的来说，石油有机地球化学正在飞速发展，上述各项指标虽有不少问题尚待深入研究，但是将它们有效地配合使用，可以较好地鉴别生油岩、找出生油区了。我们相信，在国内外油气勘探及科学研究工作蓬勃开展的形势下，油气有机成因理论也必将更臻完善。

思考题

1. 油气无机成因理论的主要观点有哪些？近年来有何进展？油气有机成因理论的主要观点是什么？近年来有何进展？

2. 生成油气的原始有机物质主要有哪些？

3. 何谓干酪根？干酪根化学组成有何特点？通常可将其分成几类？不同类型的干酪根的演化特征有何异同点？

4. 试述有利于油气生成的大地构造条件和岩相古地理、古气候环境。

5. 温度和时间如何影响有机物质向油气转化？*TTI* 的基本概念和地质含义是什么？

6. 有机物质向油气转化过程可以分成哪几个阶段？各阶段有何特征？

7. 何谓生油门限及生油窗？

8. 何谓低熟油？低熟油气的成因机理有哪些？

9. 煤中有利于石油生成的显微组分主要有哪些？煤成油的演化阶段有什么特点？

10. 试比较分析天然气生成条件与石油的异同。

11. 试总结不同成因类型天然气的判识标志。

12. 通常从哪几个方面来评价生油岩质量的好坏？常用的有机质丰度、类型和成熟度的地球化学指标分别有哪些？

13. 何谓油源对比？油源对比的目的是什么？其基本原理是什么？目前常用的油源对比的主要方法有哪几类？

第三章 储集层和盖层

提 要

储集层和盖层是油气聚集成藏所必需的两个基本要素。孔隙度、渗透率和孔隙结构是衡量岩石（层）储运流体能力的基本物性参数。本章在阐明了孔隙度、渗透率和孔隙结构等概念之后，重点介绍了碎屑岩和碳酸盐岩两大储集岩类孔隙的成因及影响因素，最后简述了盖层的类型及其封堵油气的机制。

由第二章可知，石油和天然气生成于富含有机质的暗色粘土岩、碳酸盐岩等类型的烃源岩中。那么，这些源源不断生成的大量石油储存在哪里呢？哪些岩石能作为储集油气的场所？它们为什么能够储集油气？哪些岩石能作为盖层？它们为什么能盖住油气而不会跑掉？等等，就是本章要阐述的主要内容。

大量油气勘探及开发实践，已证实地下不存在什么“油湖”、“油河”，油气是储存在那些具有互相连通的孔隙、裂隙的岩层内，好像水充满于海绵里一样。这些能够储存和渗滤流体的岩层，称为储集层。它之所以能够储集油气，是由于它们具备相对高的孔隙性和渗透性。覆盖在储集层之上能够阻止油气向上运动的细粒、致密岩层称为盖层。它之所以能够封盖油气，是由于具备相对低的孔隙度和渗透率。目前所知，分布最广、最重要的储集层是各类砂岩、砾岩、石灰岩、白云岩、礁灰岩，此外，还有少量的火山岩、变质岩、泥岩等；最重要的盖层是蒸发岩类、泥页岩类等。

储集层和盖层是油气聚集成藏所必需的两个基本要素。储集层的层位、类型、发育特征、内部结构、分布范围以及物性变化规律等，是控制地下油气分布状况、油层储量及产能的重要因素。同时在油气田开发过程中，对储集层进行改造，变低产油气层为高产油气层时，也需要仔细研究和掌握油气储集层的变化。盖层的类型、分布范围对油气聚集和保存有重要控制作用。所以，储集层和盖层研究是油气勘探开发工作中的重要课题。

第1节 岩石的孔隙性和渗透性

地壳上的各类岩石都具有大小不等的孔隙和渗透性能。孔隙性的好坏直接决定岩层储存油气的数量，渗透性的好坏则控制了储集层内所含油气的产能，因此，岩石的孔隙性和渗透性是反映岩石储存流体和运输流体能力的重要参数，是石油地质学家研究的重要课题，通常把它们称为储油物性研究。

一、孔隙性

地壳上所有岩石，甚至像花岗岩、玄武岩那样致密的岩石，都具有孔隙。广义的孔隙是指岩石中未被固体物质所充填的空间，有人亦称之为空隙，包括狭义的孔隙、洞穴和裂缝。其中，狭义的孔隙是指岩石中颗粒（晶粒）间、颗粒（晶粒）内和充填物内的空隙。岩石中的孔隙，有的是原生的，有的是次生的；有的是相互连通的，有的是孤立的。

不同岩石的孔隙，在大小、形状及发育程度方面都极不相同。岩石中不同大小的孔隙对流体的储存和流动所起的作用完全不同。根据岩石中的孔隙大小及其对流体作用的不同，可将孔隙划分为三种类型：超毛细管孔隙、毛细管孔隙和微毛细管孔隙。

(1) 超毛细管孔隙：管形孔隙直径大于0.5mm，裂缝宽度大于0.25mm。在自然条件下，流体在其中可以自由流动，服从静水力学的一般规律。岩石中一些大的裂缝、溶洞及未胶结或胶结疏松的砂层孔隙大部分属于此种类型。

(2) 毛细管孔隙：管形孔隙直径介于0.5～0.000 2mm之间，裂缝宽度介于0.25～0.000 1mm之间。流体在这种孔隙中，由于受毛细管阻力的作用，已不能自由流动，只有在外力大于毛细管阻力的情况下，流体才能在其中流动。微裂缝和一般砂岩中的孔隙多属于这种类型。

(3) 微毛细管孔隙：管形孔隙直径小于0.000 2mm，裂缝宽度小于0.000 1mm。在这种孔隙中，由于流体与周围介质分子之间的巨大引力，在通常温度和压力条件下，流体不能流动；增加温度和压力，也只能引起流体呈分子或分子团状态扩散。粘土、致密页岩中的一些孔隙即属此类型。

为了衡量岩石中孔隙总体积的大小，以表示岩石孔隙的发育程度，提出了孔隙度的概念。岩样中所有孔隙空间体积之和与该岩样总体积的比值，称为该岩石的总孔隙度，以百分数表示

$$\phi = [(\Sigma V_{\phi})/V_{r}] \times 100\% \qquad (3-1)$$

式中 ϕ——孔隙度；

ΣV_{ϕ}——岩样中所有孔隙体积之和；

V_{r}——岩样总体积。

储集岩的总孔隙度越大，说明岩石中孔隙空间越大。

从实用出发，只有那些互相连通的孔隙才具有实际意义，因为它们不仅能储存油气，而且可以允许油气在其中渗滤。而那些孤立的互不连通的孔隙和微毛细管孔隙，即使其中储存有油和气，在现代工艺条件下，也不能开采出来，所以这些孔隙是没有实际意义的。因此，在生产实践中，又提出了有效孔隙度的概念。

有效孔隙度是指那些互相连通的，在一般压力条件下，可以允许流体在其中流动的孔隙体积之和与岩样总体积的比值，以百分数表示

$$\phi_{e} = [(\Sigma V_{e})/V_{r}] \times 100\% \qquad (3-2)$$

式中 ϕ_{e}——有效孔隙度；

ΣV_{e}——岩样中彼此连通、流体能够通过的孔隙体积之和；

V_{r}——岩样总体积。

显然，同一岩石的有效孔隙度小于其总孔隙度，对于未胶结的砂层和胶结不甚致密的砂岩，二者相差不大，而对于胶结致密的砂岩或碳酸盐岩，二者可有很大差别。目前在生产单位所说的孔隙度，都是指有效孔隙度，但在习惯上常简称为孔隙度。

二、渗透性

岩石的渗透性，是指在一定压力差下，岩石使流体通过的能力。严格地讲，自然界的一切岩石在足够大的压力差下都具有一定的渗透性。通常我们所称的渗透性岩石与非渗透性岩石，是指在地层压力条件下流体能否通过岩石而言。因此，从绝对意义讲，渗透性岩石与非渗透性岩石之间没有明显的界限，是一个相对的概念。就沉积岩而言，一般情况下，砂岩、

砾岩、多孔的石灰岩、白云岩等储集层为渗透性岩层，而泥岩、石膏、硬石膏、泥灰岩等为非渗透性岩层。

岩石的渗透性，只能说明流体在其中流动的能力，对于储集层来说，它仅仅反映了油气被采出的难易程度，并不反映岩石内流体的含量，对某些渗透性差的岩石如油页岩等，虽然在其微毛细管孔隙中含有大量的呈分散状态的石油，但在地层压力条件下，流体通过它流动十分困难，甚至完全不能流动。因此，渗透性只表示岩石中流体流动的难易程度，而与其中流体的实际含量无关。

岩石渗透性的好坏，是以渗透率的数值大小来表示的。当单相流体通过孔隙介质呈层状流动时，服从于达西直线渗滤定律：单位时间内通过岩石截面积的液体流量与压力差和截面积的大小成正比，而与液体通过岩石的长度以及液体的粘度成反比

$$Q = K \cdot \frac{(p_1 - p_2) \cdot S}{\mu \cdot L} \tag{3-3}$$

式中 Q——单位时间内液体通过岩石的流量，cm^3/s；

S——液体通过岩石的截面积，cm^2；

μ——液体的粘度，$10^{-3}Pa \cdot s$；

L——岩石的长度，cm；

$(p_1 - p_2)$——液体通过岩石前后的压差，MPa；

K——岩石的渗透率，μm^2。

因此，渗透率表示在一定压差下，液体通过岩石的能力

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{(p_1 - p_2) \cdot S} \tag{3-4}$$

对于气体来说，由于它与液体性质不同，受压力影响十分明显，当气体沿岩石由 p_1（高压力）流向 p_2（低压力）时，气体体积要发生膨胀，其体积流量通过各处截面积时都是变数，故达西公式中的体积流量应是通过岩石的平均流量（图 3－1）。于是气体渗透率的公式可写成

$$K = 2\frac{p_2 \cdot Q_2 \cdot \mu_g \cdot L}{(p_1{}^2 - p_2{}^2) \cdot S} \tag{3-5}$$

式中 μ_g——气体的粘度；

Q_2——通过岩石后，在出口压力（p_2）下，气体的体积流量。

从达西定律可知：当 p_1、p_2、S、L、μ 均为常数时，流量与渗透率 K 成正比，即气体通过的量取决于岩石本身使气体通过的能力。

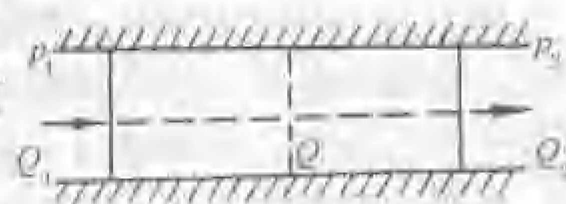


图 3－1 气体通过孔隙介质时压力与体积的变化图

岩石的渗透率与岩石组构有关。对于砂岩而言，其颗粒大小和分选程度对渗透率影响较大。如图 3－2 所示，当分选系数一定时，渗透率对数值与粒度中值成线性关系；当粒度中值一定时，渗透率对数值与分选系数成近似直线关系。分选好至中等时斜率较大，分选变差时，斜率变小。一般来说，孔隙直径小的比直径大的渗透率低，孔隙形状复杂的比形状简单的渗透率低。这是因为孔隙直径越小，形状越复杂，单位面积孔隙空间的表面面积（一般称为孔隙空间的比面）越大，则对流体的吸附力、毛细管阻力和流动摩擦阻力也越大。另外，孔隙孔道的复杂程度和弯曲程度，也影响着岩石的渗透性，

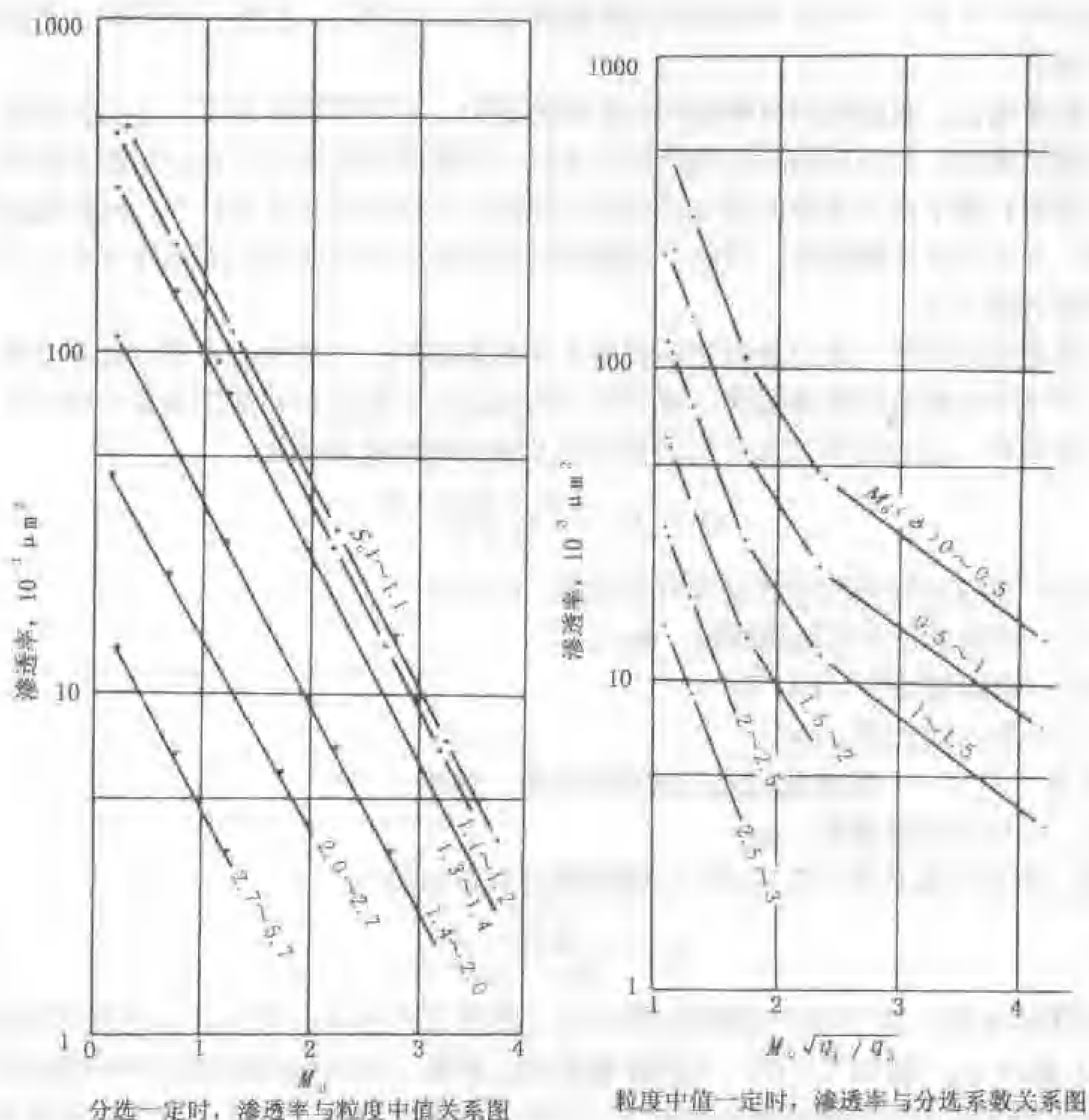


图 3-2　砂岩分选系数和粒度中值与渗透率关系
（据 D.C.Beard&P.K.Weyl，1973）

因为它们可以使流体在流动过程中产生局部的方向变化和速度变异，消耗流体的动能。

如果岩石孔隙中只有一种流体（单相）存在，而且这种流体不与岩石起任何物理和化学反应，在这种条件下所反映的渗透率为岩石的绝对渗透率。在自然界实际油层内，孔隙中流体往往不是单相，而是呈油、水两相或油、气、水三相并存。这时，流体的渗透情况更为复杂。各相之间彼此干扰，岩石对其中每相的渗滤作用将与单相流体有很大差别。为了与岩石的绝对渗透率相区别，在多相流体存在时，岩石对其中每相流体的渗透率称为相渗透率或有效渗透率，并分别用符号 K_o、K_g、K_w 来表示油、气、水的相渗透率。

有效渗透率不仅与岩石的性质有关，也与其中流体的性质和它们的数量比例有关。在实际应用上，常采用有效渗透率与绝对渗透率之比值，称相对渗透率。

$$相对渗透率 = \frac{有效渗透率}{绝对渗透率}$$

若用符号表示，则油、气、水的相对渗透率分别为：$\frac{K_o}{K}$、$\frac{K_g}{K}$、$\frac{K_w}{K}$。一般，岩石对任何一

种相的有效渗透率总是小于该岩石的绝对渗透率。

实验证明：某种相的有效渗透率随该相流体在岩石孔隙中含量的增高而加大，直到该相流体在岩石孔隙中含量达到100%时，该相流体的有效渗透率等于绝对渗透率。相反，随着该相流体在岩石孔隙中的含量逐渐减少，有效渗透率则逐渐降低，直到某一极限含量，该相流体停止流动。图3－3和图3－4分别表示在实验室内用疏松砂子求出的相对渗透率与油—气、油—水饱和度之间的关系曲线。

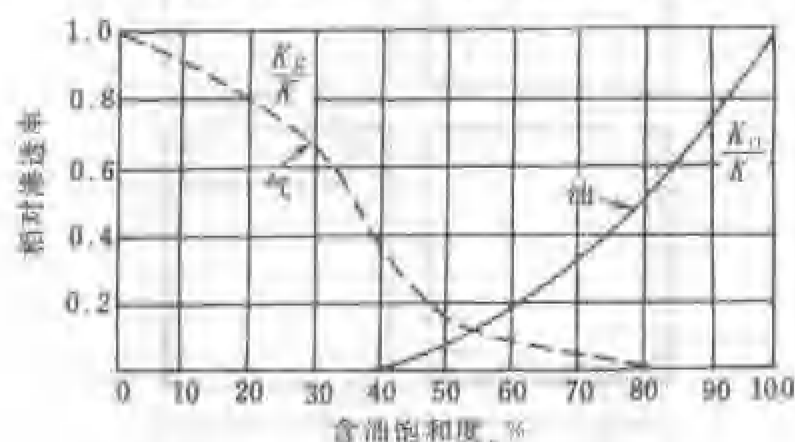


图3－3 油—气饱和度与相对渗透率的关系曲线

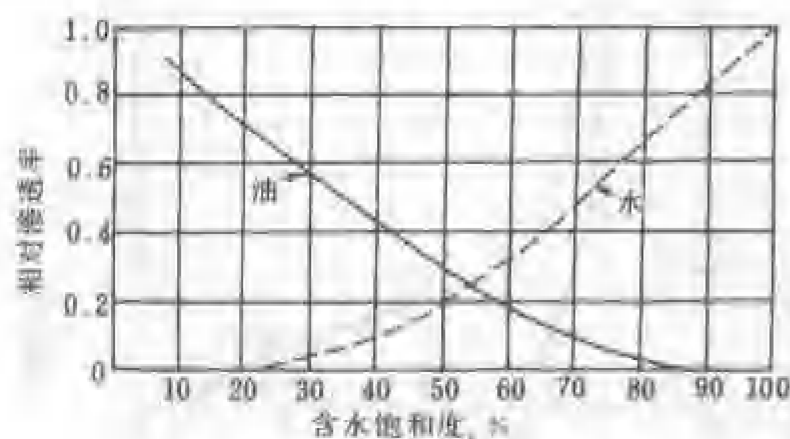


图3－4 油—水饱和度与相对渗透率的关系曲线

必须承认，自然界流体在岩石中的实际渗滤情况比我们目前所能掌握的要复杂得多，因为在渗滤过程中，往往还伴随有流体与岩石颗粒间以及流体与流体间的一系列复杂的物理化学变化，所以许多问题还有待今后研究和探索。

三、孔隙结构

岩石中所有孔隙在流体储存和流动过程中所起的作用是不完全相同的。其中某些孔隙在流体储存中起着较大的作用，如象一些较大的孔洞；而另一些虽然在扩大孔隙容积中所起的作用不大，但在沟通孔隙形成通道中却起着关键性作用，如象碎屑岩孔隙与孔隙间的狭窄部分，人们将这部分孔隙称为喉道（图3－5）。孔隙结构就是指孔隙和喉道的几何形状、大小、分布及其相互连通的关系。实际上喉道的粗细特征严重地影响着岩石的渗透率。喉道与孔隙的不同配置关系，可以使储集层呈现不同的性质。例如，以喉道较粗和孔隙直径较大为特征的储集层，一般表现为孔隙度大，渗透率高；以喉道较粗，孔隙较上类偏小为特征的储集层，一般表现为孔隙度低—中等，渗透率偏低—中等；以喉道较上两类细小，孔隙粗大为特征的储集层，一般表现为孔隙度中等，渗透率低；以喉道细小，孔隙亦细小为特征的储集层，一般孔隙度及渗透率均低。

实验室中经常采用压汞曲线来研究岩石的孔隙结构。压汞曲线又称毛细管压力曲线，它是根据实测的水银注入压力与相应的岩样含水银体积，并经计算求得水银饱和度值和孔隙喉道半径之后，所绘制的毛细管压力、孔隙喉道半径与水银饱和度的关系曲线（图3－6）。不同毛细管曲线形态反映不同孔隙大小和分布（图3－7）。根据毛细管压力曲线可以求得排替压力（p_d）、孔隙喉道半径中值（r_{50}）、毛细管压力中值（p_{50}）、最小非饱和的孔隙率（S_{min}%）以及孔隙喉道半径频率分布直方图

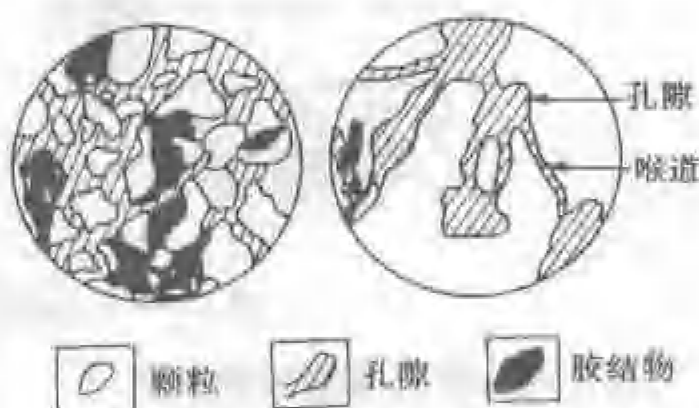


图3－5 储集层岩石中孔隙与喉道分布示意图

(图 3-8)。

随着现代定量立体学方法，特别是空隙铸体电子扫描观察方法的发展，人们可直接观察到孔隙的三维空间结构。

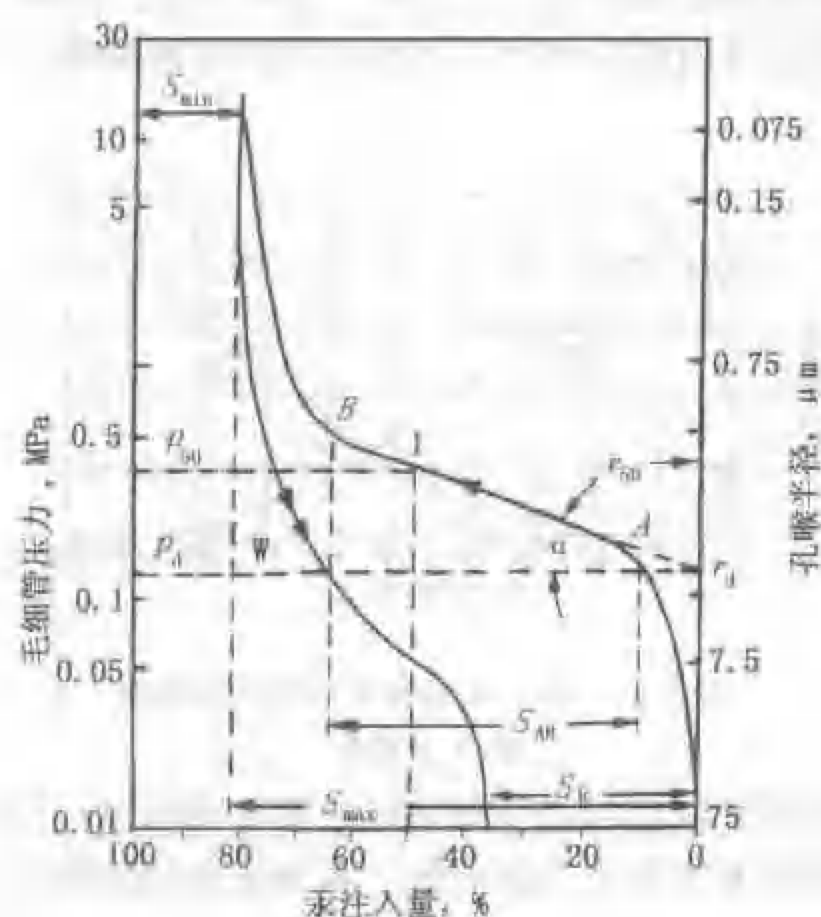


图 3-6 毛细管压力曲线特征

1—注入曲线；W—退出曲线

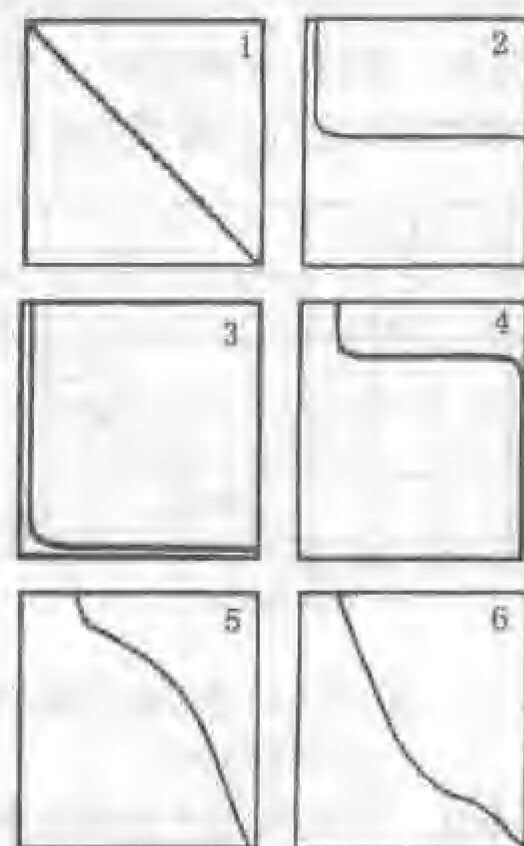


图 3-7 不同分选和歪度下的毛细管压力曲线

1—未分选；2—分选好；3—分选好，粗歪度；4—分选好，细歪度；5—分选不好，略细歪度；6—分选不好，略粗歪度

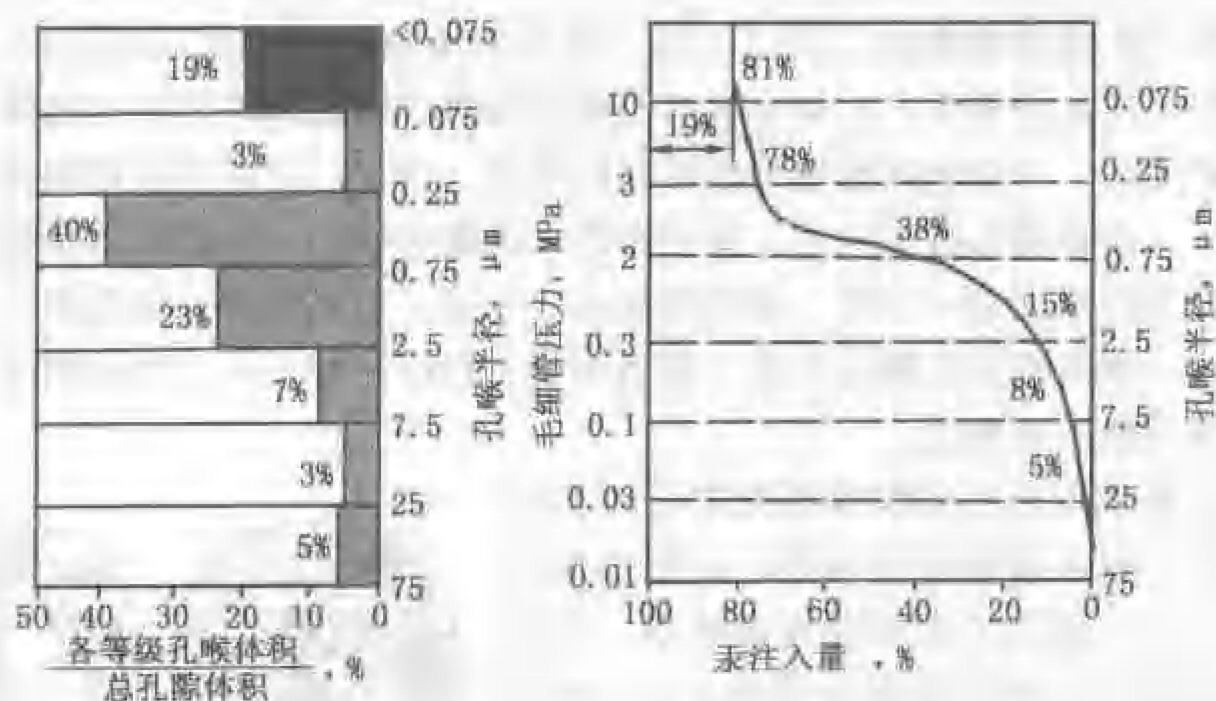


图 3-8 毛细管压力曲线与孔隙喉道分布直方图

四、孔隙度与渗透率的关系

岩石的孔隙度与渗透率之间通常没有严格的函数关系，因为影响它们的因素很多。岩石的渗透率除受孔隙度的影响外，还受孔道截面大小、形状、连通性以及流体性能的影响。例如一些粘土岩的绝对孔隙度很大，可达 30%～40%，但其孔道太小致使渗透性很低；另一

方面一些裂缝发育的致密石灰岩，裂缝要比孔隙对渗透率的影响大得多，因为裂缝是良好的通道，所以，虽然一些裂缝性石灰岩在实验室分析的孔隙度很低，只有5%～6%，但由于裂缝发育，其渗透率却很高，常常成为高产油气层。

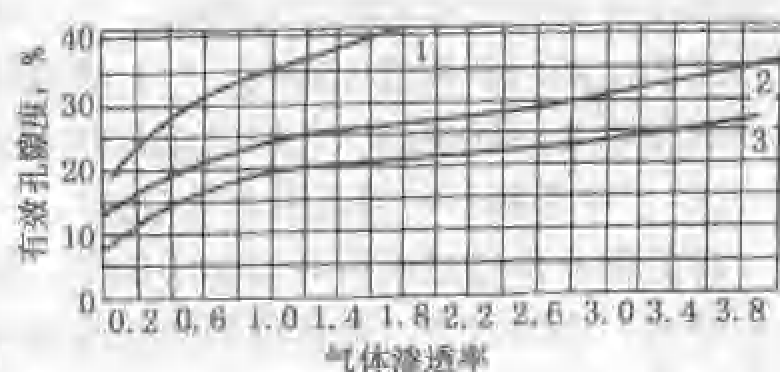


图3－9　砂岩有效孔隙度与气体渗透率的关系图

1—粉砂岩；2—细砂岩；3—粗—中粒砂岩

尽管孔隙度与渗透率之间没有严格的函数关系，但它们之间还是有一定的内在联系，因为岩石的孔隙度与渗透率一般皆取决于岩石本身的结构与组成。凡具渗透性的岩石均具一定的孔隙度，特别是有效孔隙度与渗透率的关系更为密切。对于碎屑岩储集层，一般是有效孔隙度越大，其渗透率越高，渗透率随着有效孔隙度的增加而有规律地增加，如图3－9所示。

第2节　碎屑岩储集层

碎屑岩储集层主要包括各种砂岩、砂砾岩、砾岩、粉砂岩等碎屑沉积岩。它们是世界油气田的主要储集层类型之一，也是我国目前最重要的储集层类型。例如，我国的大庆、胜利、大港、克拉玛依，科威特的布尔干，荷兰的格罗宁根，美国的普鲁德霍湾，以及原苏联的萨莫特洛尔等著名油气田的生产层皆属于碎屑岩储集层。因此，研究碎屑岩储集层的形成条件、储集性质及分布特征，具有重要的意义。

碎屑岩储集性质的好坏是由碎屑岩的沉积环境及成岩环境所决定的。

一、碎屑岩储集层的孔隙类型及储集物性的影响因素

碎屑岩储集层是由成分复杂的矿物碎屑、岩石碎屑和一定数量的胶结物所组成。其储集空间主要是碎屑颗粒之间的粒间孔隙，它是在沉积和成岩过程中逐渐形成的，属于原生孔隙。此外，在一些细、粉砂岩中，常常发育层间裂隙和成岩裂缝，都是在成岩过程中形成的，也应属于原生孔隙。在碎屑岩成岩以后，受后期构造运动的影响，可以形成一些裂缝、节理，属于次生孔隙，在碎屑岩的储集空间类型中居次要地位。但是，在特定条件下，如某些胶结致密的碎屑岩，粒间孔隙不发育，孔隙小且连通性差，这种碎屑岩中裂缝的发育程度就成为影响储集性质的主要因素。由于粒间孔隙是碎屑岩储集层的主要储集空间类型，因而这类储集层的储集性质好坏取决于下列因素的影响。

（一）碎屑颗粒的矿物成分

碎屑岩的矿物成分对储集岩孔隙度和渗透率的影响，主要表现在两个方面：其一，矿物颗粒的耐风化性，即性质坚硬程度和遇水溶解及膨胀程度；其二，矿物颗粒与流体的吸附力大小，即憎油性和憎水性。一般性质坚硬、遇水不溶解不膨胀、遇油不吸附的碎屑颗粒组成的砂岩，储油物性好；反之则差。碎屑岩颗粒最常见的矿物有石英、长石、云母及重矿物，还有一些岩屑。其中，前二者在碎屑岩中占95%以上，因此，石英和长石的含量多少对储集性质的影响最显著。一般石英砂岩比长石砂岩的储油物性好。

但是，还要注意结合具体地质条件进行具体分析。我国中、新生代的许多陆相沉积碎屑岩，多为长石—石英砂岩或长石砂岩，储集性质相当好。其长石颗粒多呈柱状晶体，在显微镜下可清晰见到解理，说明未经较深风化，这是长石砂岩储集性质较好的主要原因。造成这

种情况是由于我国陆相沉积的特点：（1）我国陆相盆地处于四面环山之中，碎屑物质只需经过很短的山间河流就进入湖底；（2）湖底结构复杂，湖底地形起伏显著，波浪作用小，处于波浪氧化带的时间较短，能够迅速沉积下来免遭氧化，所以风化程度低。

（二）*碎屑颗粒的粒度和分选程度*

碎屑颗粒是组成碎屑岩的主要成分。如果有一种岩石是由均等小球体颗粒组成，且呈立方体排列，这时每个小球体周围的孔隙体积，等于包围这个小球体的立方体体积减去小球体体积。若小球体之半径为 r，则孔隙体积

$$V_{\phi} = (2r)^3 - (4/3)\pi r^3 \tag{3-6}$$

其理论孔隙度

$$\phi = [(2r)^3 - (4/3)\pi r^3]/(2r)^3 = 1 - (\pi/6) = 47.6\% \tag{3-7}$$

由上式可见，表示颗粒大小的 r 消去了。这说明当岩石由均等小球体颗粒组成时，其孔隙度与颗粒大小无关。但自然界不可能存在这种理想情况，实际上组成岩石的颗粒往往大小不等，于是大颗粒之间构成的大孔隙就会被小颗粒所充填，使孔隙体积变小、孔隙直径变小，原来彼此连通的孔隙变得互不连通，从而降低了岩石的孔隙性和渗透性。在一般情况下，颗粒的分选程度愈好，孔隙度和渗透率也愈大。

（三）*碎屑颗粒的排列方式和圆球度*

碎屑颗粒的排列方式很复杂，假设颗粒为均等小球体，则可排列成三种理想的形式（图3－10）。

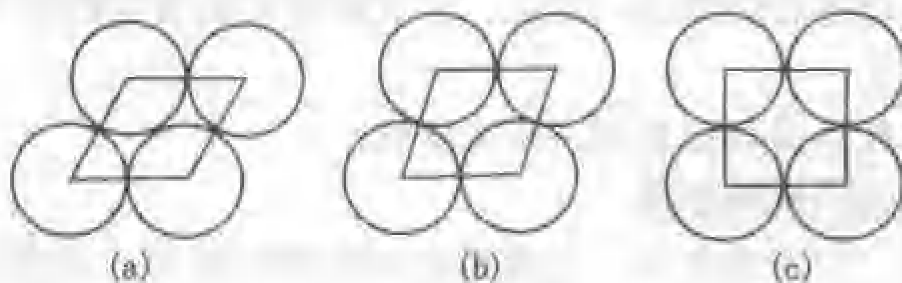


图3－10　岩石球体颗粒排列的理想型式
（a）最紧密排列型式；（b）中等紧密排列型式；
（c）最不紧密排列型式

由图3－10看出：（c）表示立方体排列，堆积最疏松，孔隙度最大，理论孔隙度为47.6%；孔隙半径大，连通性好，渗透率也大。（a）、（b）代表斜方体排列，（a）型排列最紧密，孔隙度最小，理论孔隙度为25.9%；（b）型排列的紧密程度介于（a）与（c）之间，其孔隙度介于25.9%～47.6%之间。所以，（a）、（b）型排列的孔隙半径都较小，连通性也较差，渗透率较低。

岩石碎屑颗粒的排列方式，主要决定于沉积条件。若沉积时的水介质较平静，如在闭塞的湖盆边缘斜坡带和浅海大陆架，颗粒多呈近立方体排列；若水介质活动性较大，如在河流、山麓滨湖区、近岸浅海区，颗粒多呈斜方体堆积。另外，也与沉积物在成岩作用结束前所承受的上覆地层压力的大小有关。

在实际的自然条件下，组成岩石的碎屑颗粒不可能是理想的球体，往往凹凸不平，形状极不规则，常发生镶嵌现象，相互填充孔隙空间，致使孔隙体积和孔隙直径减小，孔隙之间的连通性变差，结果使孔隙度、渗透率降低，一般颗粒圆球度愈好，其孔隙度、渗透率愈大。

但是，还应该指出，研究颗粒的圆球度对储集性质的影响，应与排列方式密切联系起来。若在快速堆积、成岩过程中所受压力较小的情况下，棱角状颗粒未能相互镶嵌，而是彼此支架起来，这样反而会使岩石储集性质变佳。

（四）*胶结物的性质和多少*

胶结物的成分、含量及胶结类型对储集性质的影响也较大。

我国油田碎屑岩储集层的胶结物成分，以泥质为主，而钙质较少，至于硅质、铁质、沸石、石膏等则更少。比较起来，泥质胶结的砂岩较为疏松，渗透性较好；而钙质、硅质、铁质胶结则较差。

胶结物的多少对储集性质也有明显影响。胶结物含量高，粒间孔隙多被它们充填，孔隙体积和孔隙半径都会变小，孔隙之间的连通性变差，导致储集性质变坏。

根据胶结物含量多少及其在颗粒之间分布的状况，并结合颗粒的接触型式，可将碎屑岩胶结类型区分为四种：(a) 基底式胶结；(b) 孔隙式胶结；(c) 接触式胶结；(d) 杂乱式胶结，如图 3－11 所示。我国渤海湾盆地下第三系碎屑岩储集层孔隙度与胶结类型之间的关系见表 3－1。

表 3－1 渤海湾盆地下第三系砂岩胶结类型与孔隙度的关系

胶结类型	接触式	孔隙—接触式	孔隙式	孔隙—胶结式	基底式
孔隙度，%	29～34	25～30	24～28	19	<5

影响碎屑岩储集层物性的因素除以上所述外，尚有岩层层面、层理面的发育程度，但其重要性一般远比上述因素差。如层理明显的砂岩，往往是砂、泥交互成层的薄层，泥质含量较高，颗粒也较细，如常见的具薄水平层理、波状层理的细砂岩和粉砂岩，储集性质不好，而且渗透性具明显的方向性，平行于层面的水平渗透率较大，垂直于层面的垂直渗透率较小。一般采用的渗透率是指水平渗透率。具斜层理的砂岩，平行于斜层面方向的渗透率最大，垂直方向的渗透率最小。砂岩中若含有泥质条带也会影响储集性质，尤其使垂直渗透率变小，其所起作用与泥质夹层相似。尽管岩层层面及层理构造对储集性质难以提供具体的数据，但是，它却给我们提供了对油层宏观的、较全面的感性认识；而且层理构造是沉积环境的良好标志，因此从层理构造类型还可推断油层在垂向上和平面上的分布及其储集性质的变化趋势。至于溶解作用、构造变动等对碎屑岩储集性质的影响，详见砂岩次生孔隙。

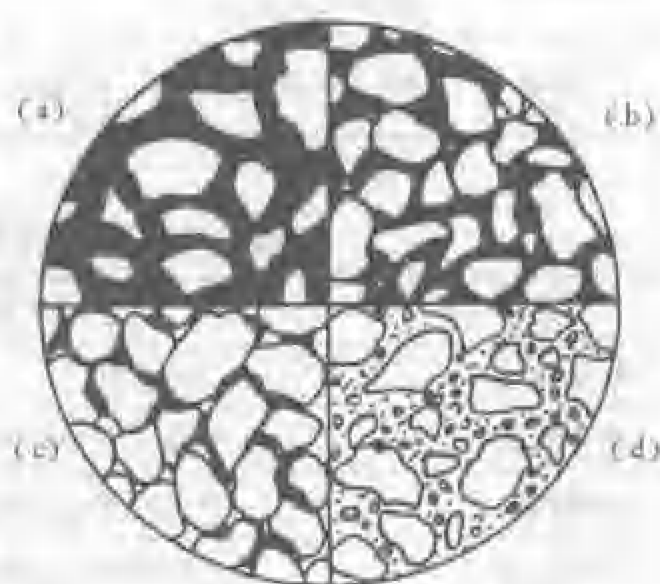


图 3－11 胶结类型示意图
(a) 基底式胶结；(b) 孔隙式胶结；
(c) 接触式胶结；(d) 杂乱式胶结

二、碎屑岩储集体类型及其沉积环境

世界各地的碎屑岩储集层，以砂岩为主，其次为砾岩。它们可以在许多环境中发育，形成各种类型的储集体。概括起来，碎屑岩储集体主要有冲积扇砂砾岩体、河流砂岩体、三角洲砂岩体、滨浅湖砂岩体、滨海砂岩体、浅海砂岩体、深水浊积砂岩体和风成砂岩体等类型。由于沉积条件的差异，这些不同环境下形成的各类砂岩体，在形态、规模、颗粒大小、矿物成分、分选和磨圆程度等方面，都存在较大差异，因此，在储集物性方面区别也较大。表 3－2 概括了碎屑岩主要形成环境中的砂岩体特征。

我国主要含油气盆地的碎屑岩储集层多为陆相，绝大部分属浅湖相、滨湖相及河流三角洲相沉积（表 3－3）。近年来，在渤海湾盆地也不断发现半深湖—深湖相浊流沉积储集层。

表 3－2　砂岩储集体形成环境与基本特征

沉积体系	砂体类型及特点	油田实例
冲积扇	砂砾岩体平面上呈扇形，纵剖面呈楔状，横剖面呈透镜状；颗粒粗杂；分选磨圆差；孔隙直径变化范围大；扇根和扇中储集性较好；主槽、侧缘槽、辫流线和辫流岛渗透率较高	克拉玛依—乌尔禾油田三叠系
河流	包括河床、心滩、边滩、决口扇等砂体，剖面呈透镜状；河床砂体呈狭长不规则状，可分叉，剖面上平下凹，近河心厚度大；结构、粒度变化大，分选差；非均质性严重；孔渗性变化大	长庆油田侏罗系延安组、阿拉斯加普鲁霍湾油田二叠系、三叠系
三角洲	包括河道砂、分支河道砂、河口沙坝、前缘席状砂；三角洲前缘相带砂体发育；在不同动力作用下可呈鸟足状、朵状和弧形席状；砂质纯净、分选好，储集物性好	大庆油田白垩系、西西伯利亚乌连戈伊气田白垩系
滨海（湖）	包括超覆与退覆砂岩体、滨海沙堤、潮道砂、走向谷砂体；成分和结构成熟度高，分选和磨圆好，储集物性好；滨海（湖）沙堤狭长，平行海岸线，剖面透镜状，底平顶凸；分选好，储集物性好	东得克萨斯油田、圣胡安盆地 Bisti 油田、北海 Piper 油田
深水浊流	主水道、辫状水道砂体发育；成分和结构成熟度差；分选差；储集物性变化大	文图拉盆地和洛杉矶盆地
风成砂	砂质纯净，分选好、磨圆好；区域性渗透性稳定	格罗宁根气田赤底统砂岩

表 3－3　我国主要含油气盆地碎屑岩储集层的岩相特征

盆地名称	主要碎屑岩储集层层位	岩相特征
松辽盆地	下白垩统	浅湖相、三角洲相
济阳坳陷	下第三系沙河街组	浅湖相、三角洲相
黄骅坳陷	下第三系沙河街组	沿岸砂堤、三角洲相
四川盆地	中侏罗统自流群凉高山组	浅湖相
陕甘宁盆地	下侏罗统延安组	河流三角洲相，滨湖相
准噶尔盆地	上三叠统下克拉玛依组	冲积扇
	中侏罗统西山窑组、三间房组	河流三角洲
吐哈盆地	中侏罗统西山窑组、三间房组	辫状河三角洲相、冲积扇
酒泉盆地	第三系白杨河群间泉子组	滨浅湖相
柴达木盆地	中新统至上新统	三角洲相、河流相
塔里木盆地	石炭系、三叠系	滨海相、潮滩、三角洲
	侏罗系	河流相、滨湖相

总之，自然界砂岩体分布很广，类型繁多，各种类型砂岩体相互之间常常有着密切联系。在陆相沉积中，湖成砂岩体往往同河床砂岩体、三角洲砂岩体、冲积扇砂岩体、风成砂岩体混在一起，不同时期、不同成因的砂岩体有时连成一片。在滨海—浅海区域也有类似情况。这就要求我们对砂岩体的岩性、岩相、厚度、几何形态及古地理位置进行详细的综合分析，才可能正确判断它们的成因类型，为研究砂岩油气田的形成及分布特征奠定基础。

三、砂岩次生孔隙

70 年代以前，大多数人认为砂岩孔隙主要是原生的，现在人们已认识到次生孔隙在砂

岩孔隙中占有较大比例。有人研究认为，砂岩所有孔隙至少有三分之一是次生的。次生孔隙未被认识的主要原因是在结构上次生孔隙与原生孔隙很相似，常常错把次生孔隙当成原生的。

砂岩的次生孔隙主要是其非硅酸盐组分（以碳酸盐矿物为主）溶解的产物。岩石组分的破裂和收缩也可使砂岩产生重要的次生孔隙，不过，通常在数量上都是居于次要地位的（表 3-4）。

几乎在任何成岩后生环境中，都可以发生砂岩次生孔隙的形成、保存、变化和破坏。不同成岩后生阶段所形成的次生孔隙，在数量上很不一样；一般后生阶段中期可以形成大量次生孔隙，后生阶段早期和晚期则形成较少。晚期主要为裂缝，中期主要是溶蚀孔隙。溶蚀所需的大量酸性水介质主要来自有机质热成熟作用产生的二氧化碳和水，以及粘土矿物转化生成的水。在某些情况，深成侵入带来的二氧化碳也能形成碳酸水，美国托马斯维尔（Thomasville）油田斯马科维尔（Smackover）砂岩中的次生孔隙被认为是这种机理形成的。表生作用阶段也是次生孔隙形成的重要阶段，风化剥蚀和大气渗水的淋滤可形成区域性分布的风化壳次生孔隙发育带。

在大多数情况下，可以利用薄片在显微镜下的一些岩石学标志来鉴别砂岩孔隙的次生性。最重要的岩石学标志有下列 8 个（图 3-12）：（1）部分溶解作用；（2）印模；（3）排列的不均一性；（4）特大孔隙；（5）伸长状孔隙；（6）溶蚀的颗粒边缘；（7）组分内孔隙；（8）破裂的颗粒。

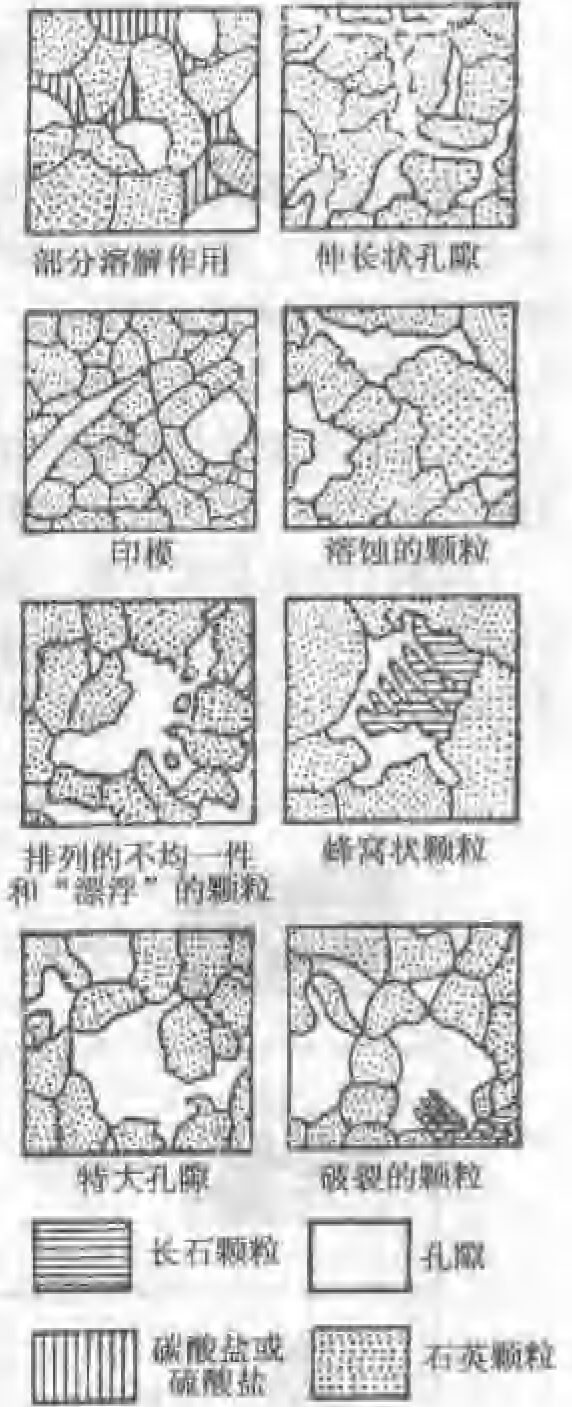


图 3-12 鉴别砂岩次生孔隙的岩石学标志

具次生孔隙的砂岩，由于次生孔隙性质的不同，可以呈现高于或低于具相同原生孔隙体积砂岩的渗透率。当次生孔隙的喉道较大、形状更适于增进孔隙的连通性时，渗透性则较高；相反，假若次生孔隙主要是像颗粒印模和原来基质团块印模等孤立的孔隙，渗透性则较低。

表 3-4 使砂岩产生次生孔隙的成岩作用

成岩作用		形成的次生孔隙
岩石破裂作用		较少
颗粒破裂作用		较少
收缩作用		较少
溶解作用	方解石的	较多
	白云石的	较多
	菱铁矿的	较多
	硫酸盐的	较少
	其他蒸发岩的	较少
	硅酸盐的	很少
	其他非硅酸盐的	很少

第3节 碳酸盐岩储集层

碳酸盐岩储集层在世界油气分布中占有重要地位。碳酸盐岩储集层构成的油气田常常储量大、产量高，容易形成大型油气田。世界目前所确认的七口日产量达到 1×10^4t 以上的油井，都位于碳酸盐岩储集层。波斯湾盆地、利比亚的锡尔特盆地、墨西哥环礁带、俄罗斯地台上的伏尔加—乌拉尔含油气区、北美地台区的密执安盆地、伊利诺斯盆地、二叠盆地、西内部盆地和辛辛那提隆起以及阿尔伯达地区等世界重要产油气区的储集层都是以碳酸盐岩为主的。在我国，四川盆地和鄂尔多斯盆地的碳酸盐岩层系中也发现了大中型气田。

碳酸盐岩的储集空间，通常分为原生孔隙、溶洞和裂缝三类。据此可把碳酸盐岩储集层划分为孔隙型、溶蚀型、裂缝型以及复合型。与砂岩储集层相比，碳酸盐岩储集层储集空间类型多、次生变化大，具有更大的复杂性和多样性（图3－13)。

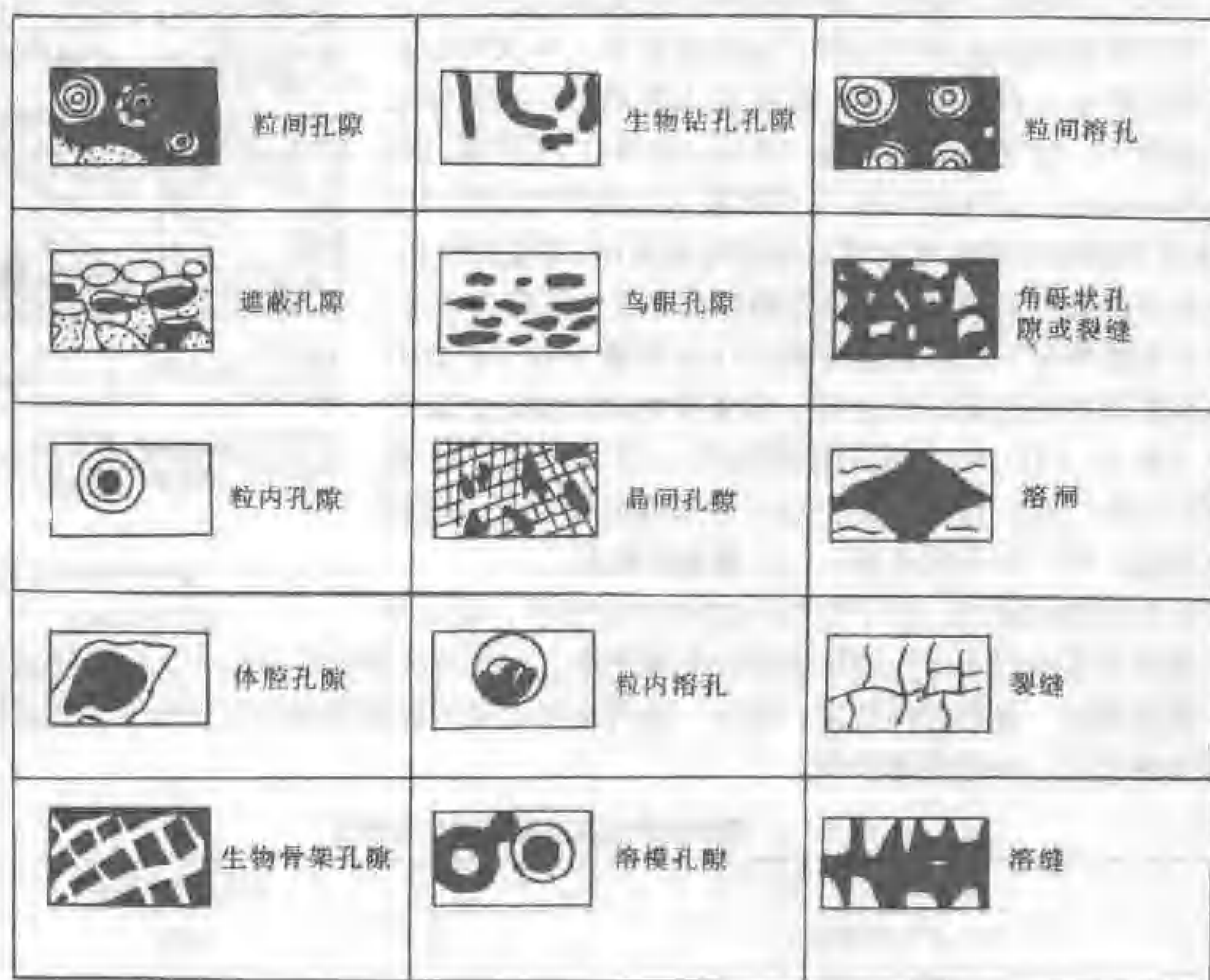


图3－13 碳酸盐岩孔隙类型示意图

（黑影部分代表孔隙）

一、碳酸盐岩原生孔隙的形成与分布

（一）原生孔隙的类型及其成因

碳酸盐岩原生孔隙类型包括粒间孔隙、粒内孔隙（生物体腔孔隙）、生物骨架孔隙、鸟眼孔隙和晶间孔隙等类型。原生孔隙的发育是受岩石的结构和沉积构造控制的。

粒间孔隙是指各种碳酸盐颗粒之间的孔隙。其孔隙度的大小与颗粒大小、分选程度、灰

泥基质含量和亮晶胶结物的含量有密切关系，是鲕粒灰岩、生物碎屑灰岩和内碎屑灰岩等颗粒石灰岩常具有的孔隙。世界上有相当多的碳酸盐岩油气储集层属于这种粒间孔隙类型。

粒内孔隙（生物体腔孔隙）是指碳酸盐岩颗粒内部的孔隙，生物灰岩常具有这种孔隙，故又称为生物体腔孔隙，如腹足类介壳的体腔孔隙。个别鲕粒内部也有这类孔隙。这种孔隙的绝对孔隙度可以很高，但有效孔隙度不一定大，必须有粒间或其他孔隙与它连通，使得体内孔隙彼此相通才有效。

生物骨架孔隙是由原地生长的造礁生物如群体珊瑚、层孔虫、海绵等在生长时形成坚固骨架，在骨架之间所留下的孔隙。孔隙形状随生物生长方式而异，在骨架之间构成疏松多孔的结构，如各种生物礁灰岩，常具有高的孔隙度和渗透率。

生物钻孔孔隙是由某些生物的钻孔所形成的孔隙，较为少见，孔隙常被完全充填。

鸟眼孔隙是一种透镜状或不规则状孔隙，常成群出现，平行于纹层或层面分布。鸟眼构造留下的孔隙，常比粒间孔隙直径大，多发育在潮上或潮间带，在成岩后期，由于气泡、干缩或藻席溶解而成，是网格状或窗孔状孔隙的一种类型。

晶间孔隙是指碳酸盐岩矿物晶体之间的孔隙。如砂糖状白云岩具有这种孔隙。颗粒细小的灰泥石灰岩，虽然也有晶间孔隙，孔隙数量很多，绝对孔隙度也可以很大，但与粘土岩相似，由于孔径太小，所以有效孔隙度很低。晶间孔隙可以是沉积时期形成的，但更多的是在成岩后生阶段由于重结晶作用、白云岩化作用等形成的。晶间孔隙虽有较高的绝对孔隙度，但若无其他孔隙连通时，有效孔隙度是很低的。

（二）原生孔隙的分布

碳酸盐岩中原生孔隙的发育与原来岩石的岩性有密切关系。如最常见的粒间孔隙，发育在各种颗粒石灰岩中，同砂岩相似，其孔隙度和渗透率的大小，与颗粒大小、分选程度关系密切，与灰泥基质含量成反比关系；晶间孔隙大小与晶粒大小及均匀性关系密切；各种生物孔隙的大小与生物个体大小和排列状况有关。

岩性是受沉积环境控制的。碳酸盐沉积物中，原生孔隙网络主要决定于沉积环境中动能的高低。因此在碳酸盐岩发育区，储集层的分布在垂向地层剖面上有一定的层位，在平面分布上有一定部位。孔隙发育的岩石，多是一些粗结构的石灰岩，如粗粒屑石灰岩、粗晶石灰岩、生物灰岩。在沉积相带上都属于高能环境，如滨海、浅海大陆架的浅滩、堤岛环境，还有拗陷边缘斜坡和局部隆起。礁滩沉积在沉积旋回上属于海退阶段的沉积，因此在垂向剖面上，这类储集层处于两次海进之间的海退层序。

二、碳酸盐岩溶蚀孔隙的形成与分布

溶蚀孔隙，又称溶孔，是碳酸盐矿物或伴生的其他易溶矿物被地下水、地表水溶解后形成的孔隙。溶孔的特点是形状不规则，有的承袭了被溶蚀颗粒的原来形状；边缘圆滑，有时在边壁上见有不溶物残余。溶解作用产生的孔隙既可以发生于后生阶段，如不整合面下的岩溶带，也可以发生于成岩晚期和成岩早期（准同生阶段），后者一般多见于近岸浅水地带沉积物暴露水面的时候。

溶孔的类型包括粒内溶孔、溶模孔隙、粒间溶孔和溶洞。溶洞是指溶解作用超出了原来颗粒的范围，不再受原来组构的控制，形成一些大小不等，形状不规则的洞穴。在溶孔或溶洞的内壁上，常沉淀有晶簇状的方解石或其他矿物的晶体，因此又称为晶洞孔隙。

在碳酸盐岩孔洞的形成中，地下水的溶解作用具有重要意义。溶孔和溶洞的发育程度，主要决定于岩石本身的溶解度和地下水的溶解能力。

（一）碳酸盐岩的溶解度

碳酸盐岩溶解度与其成分的 Ca^{2+}/Mg^{2+} 比值、粘土含量、组构及构造等因素有关。

碳酸盐岩溶解度的大小与其 Ca^{2+}/Mg^{2+} 比值有密切关系。在地下水富含 CO_2 的一般情况下，溶解度与 Ca^{2+}/Mg^{2+} 比值成正比关系，即石灰岩比白云岩易溶。我国西南地区室内试验表明，若以纯石灰岩的溶解度为1，则白云岩的溶解度介于0.7～0.4。因此，在通常情况下，石灰岩比白云岩更容易产生溶蚀孔洞。

但是，在某些特殊情况下，地下水中富含硫酸根离子时，白云石的溶解度会大于方解石。在这种地区，白云岩中的溶蚀孔洞比石灰岩中的更为发育。

碳酸盐岩中不溶残余物（主要是粘土）的含量，对溶解度有很大影响，二者成反比关系，即碳酸盐岩的溶解度随粘土含量的增加而减小。如四川乐山震旦系白云岩，孔洞发育的层位，其不溶残余物含量小于1%；当不溶残余物含量超过10%时，很少见有大溶孔。

根据上述岩石成分的两方面影响，碳酸盐岩的溶解度按下列顺序递减：石灰岩→白云质灰岩→灰质白云岩→白云岩→含泥石灰岩→泥灰岩。

岩石的组构和构造对碳酸盐岩的溶解度也有影响。一般来说，随着颗粒变小，溶解度降低。这是由于颗粒或晶粒较细的碳酸盐岩含有粘土物质较多，包裹着方解石或白云石颗粒，使地下水不易直接与这些碳酸盐矿物接触，自然被溶解的机会就减少。粗粒结构的碳酸盐岩中，粘土含量较少，再者其粒间孔隙或晶间孔隙较大，地下水比较容易通过，易于产生溶蚀孔洞。

一般在厚层至中层状碳酸盐岩中孔洞发育好，薄层与非碳酸盐岩相组合的地层孔洞发育差。这是因为厚层碳酸盐岩一般是在相对稳定的环境下沉积的，不溶残余物含量较少，质纯，易产生孔洞。薄层碳酸盐岩一般为不稳定环境下的沉积，含不溶残余物较多，降低了溶解度；而且在这种岩层组中，常伴有致密的粘土岩或泥灰岩与之成互层或夹层，妨碍了地下水的运动，也不利于孔洞的形成。

（二）地下水的溶解能力

地下水的溶解能力是由地下水的性质和运动状态决定的。地下水并不是纯水，其中经常含有 CO_2、H_2S、HCO_3^-、SO_3^{2-}、O_2、Ca^{2+}、Mg^{2+} 等溶质，其中以 CO_2 成分最普遍，且对碳酸盐岩的溶解性影响最大。

当地下水中含有 CO_2 时，水溶液呈酸性；随着 CO_2 溶解量的增加，溶液的pH值降低，当其降至3.2时，便成为较强的酸性水，对碳酸盐岩的溶解能力大大增强。当这种地下水在碳酸盐岩地层中流动时，便逐渐将岩石溶解，并形成重碳酸盐被地下水带走。反之，当水中缺乏 CO_2 时，则发生碳酸盐沉淀作用，堵塞孔隙，胶结岩石。

另外，岩石的溶蚀程度还与地下水的温度和压力有密切关系。有人曾经对碳酸盐岩样品进行淋溶试验，结果表明温度升高，淋溶物质数量增大（表3－5）。因此，地下水对碳酸盐岩的溶蚀能力，同地温条件也有密切关系，一般认为，地温每增加10℃，溶蚀程度可能增加两倍。

表3－5　温度对碳酸盐岩淋溶作用的影响

温度，℃	淋溶时间，h	每小时内1g样品淋溶数量，mg		
		$MgCO_3$	$CaCO_3$	$CaMg(CO_3)_2$
25	5.75	0.20	0.42	0.62
50	4.5	0.22	0.69	0.91

(三) 地貌、气候和构造的影响

地下水运动是造成溶蚀作用发育的重要原因，而地下水的运动却又与地貌、气候和构造等因素有关。

在地貌上，溶蚀带多在河谷和海、湖岸附近地区较为发育。因为这些地区是泄水区和汇水区，地下水浸泡溶蚀时间长，在这些地区的碳酸盐岩层内部往往发育有很大的暗河。

在气候上，温暖潮湿的地区，溶蚀作用最为活跃。

从构造角度观察，在不整合古风化壳地带，由于长期沉积间断，岩石出露地表遭受风化剥蚀，地表水沿断层、裂缝渗入地下，产生大量溶孔、溶洞、溶缝、溶道，形成规模巨大、错综复杂的溶蚀空间，称为岩溶带。如果构造运动使该区长期、不匀速上升，上升快的时期，岩溶发育较差；上升缓慢时期，岩溶发育较好，这样好坏交替，就会形成多层岩溶带，在垂向上发育的厚度和深度可以达到很大。如果该区经历了多次沉积间断，有若干个不整合面，则相应可形成数个岩溶发育带。当然，在张性断层经过的地区，张性裂缝多，岩体破碎，有利于地下水进出。从现代岩溶调查来看，岩溶带紧随断层分布，岩溶与断层的关系比河流与断层的关系更为密切。对于褶皱而言，背、向斜的不同部位，岩溶发育程度也是不同的。一般情况下，向斜轴部岩溶最发育，褶皱轴部比翼部岩溶发育，但是在背斜倾没端、向斜翘起端，尤其是各类褶皱构造的交汇部位，岩溶最发育。另外，地层产状是水平、倾斜或直立，岩层的组合方式（如透水层与不透水层的组合形式）等，均对溶洞的延伸方向、排列和规模有一定影响。如有多层透水层与非透水层间互组合时，可形成多层岩溶带，各岩溶带厚度受上、下不透水层限制。

所以，岩溶带的发育和分布受多种因素控制，既要综合考虑，又要结合各地地质情况具体分析。

岩溶带发育的深度视不同地区和不同地质时代而异。从我国东部岩溶分布来看，现代岩溶带所及深度一般在100～200m，甚至更浅些；第三系、第四系埋藏的洞穴可达到千米左右深度；地质时代更老的岩溶带可达两三千米之深。岩溶带的厚度变化也很大，要视区域构造运动发育情况、古地貌、古水文地质情况以及岩层性质和组合情况而定，少者几米至几十米，多者数百米甚至上千米不等。

华北地区的奥陶系沉积以后，整体上升，经过长期沉积间断，古岩溶发育良好，涉及的层位较多，厚度可能很大。只要邻近地层有油源供给，便是岩溶性油气藏形成的良好地区。

(四) 其他成岩后生作用的影响

(1) 白云岩化作用。一般来说，石灰岩被白云岩化作用以后，晶粒增大，岩性变疏松，孔隙度和渗透率大为增加。关于这个原因有多种假说。过去曾认为白云石交代方解石是分子交换，白云石晶体体积要比方解石晶体缩小12%～13%，因此石灰岩发生白云岩化后，孔隙体积会增加12%～13%。后来有人反对上述假说，认为白云石交代方解石，是等体积交换。近来又有人反对上述两种假说，主张溶解学说，即当下伏岩层中有富镁岩石时，地下水经过会从中带走较多的镁离子，往上运动到达上面石灰岩地层时，溶解方解石，沉淀出白云石。在白云石交代方解石过程中，溶解作用大于沉淀作用，产生溶蚀孔隙，并且由于晶粒增大，晶间孔径变大，都会使白云岩化石灰岩的孔隙度和渗透率增加。

(2) 重结晶作用。碳酸盐岩在成岩后生作用阶段，因温度和压力不断增加，会发生重结晶作用，结果晶体变粗，孔径增大，使晶间孔隙变大，有利于形成溶蚀孔隙。重结晶作用首先从文石部分开始，因此，由文石组成的生物骨架、鲕粒和灰泥基质部分最容易发生重结晶。

（3）去白云石化作用。当含硫酸钙的地下水经过白云岩发育地区时，将交代白云石，产生次生方解石，形成去白云岩化的次生石灰岩。其中方解石晶粒变粗，孔隙度增大，但分布比较局限，常呈树枝状或透镜状出现于白云岩中。

三、碳酸盐岩的裂缝

裂缝是碳酸盐岩中储集空间的一种重要类型，如我国西南地区一些碳酸盐岩油气田的形成往往与裂缝有关。中东伊朗著名的阿斯马利石灰岩油气储集层，也是裂缝型的，从中钻成了三口万吨井。

（一）裂缝的成因类型和特征

依据裂缝的成因，可分为：（a）构造裂缝；（b）成岩裂缝；（c）沉积—构造裂缝；（d）压溶裂缝；（f）溶蚀裂缝。

构造裂缝系指岩石受构造应力的作用，超过其弹性限度后破裂而成的裂缝。它是裂缝中最主要的类型。构造裂缝的特点是边缘平直，延伸较远，具有一定的方向和组系。构造裂缝还可以进一步按构造力学性质分为压性裂缝、张性裂缝、扭性裂缝、压扭性裂缝和张扭性裂缝。

成岩裂缝系指在成岩阶段，由于上覆岩层的压力和本身的失水收缩、干裂或重结晶等作用形成的裂缝，也可称为原生的非构造裂缝。成岩裂缝的特点是分布受层理限制，不穿层，多平行层面，缝面弯曲，形状不规则，有时有分枝现象。

沉积—构造裂缝系指在层理和成岩裂缝的基础上，再经构造力形成的裂缝，如层间缝，层间脱空、顺层平面等。

压溶裂缝系由于成分不太均匀的石灰岩，在上覆地层静压力下，富含 CO_2 的地下水沿裂缝或层理流动，发生选择性溶解而成，如缝合线。

溶蚀裂缝系由于地下水的溶蚀作用，已扩大并改变了原有裂缝的面貌，难于判断原有裂缝的成因类型者，统归入溶蚀裂缝，又可简称为溶缝或溶道。溶缝为可辨认原来裂缝的形状和分布；溶道为溶缝的进一步发展，已辨不出原来裂缝了。溶蚀裂缝在古风化壳上最为发育，由于长期的淋滤和溶蚀作用，可形成多种形式的溶蚀裂缝，其特点是：形状奇特，可呈漏斗状、蛇曲状、肠状、树枝状等。其中往往有陆源砂泥或围岩岩块等充填物。大的溶缝溶道往往与大的溶洞相连，二者结合，形成很大的储集空间。

裂缝的成因类型不同，分布规律和控制因素也不一样，以下重点介绍构造裂缝和沉积—构造裂缝发育的控制因素和分布规律，因为它们常常是碳酸盐岩中油气运移的主要通道。

（二）裂缝发育的岩性因素

裂缝发育的内因主要决定于岩石的脆性。岩性不同，脆性不一样，裂缝发育程度也不一样，脆性大的岩层裂缝发育。岩石脆性是受岩石的成分、结构、层厚及其组合、成岩后生变化等因素的影响。各类碳酸盐岩和化学岩的脆性由大到小有这样的顺序：白云岩或泥质白云岩→石灰岩、白云质灰岩→泥灰岩→盐岩→石膏。碳酸盐岩中泥质含量增加时，会降低岩石的脆性，减弱裂缝的发育。相反，硅质含量增加时，会增加岩石的脆性，有利于裂缝的发育。质纯粒粗的碳酸盐岩脆性大，易产生裂缝，并且开缝较多。如生物灰岩中，介壳含量较高、排列又整齐者，裂缝密度较大，结晶灰岩中，结晶粗的脆性比结晶细的大。薄层状的碳酸盐岩中裂缝的密度较大，但裂缝的规模较小，容易产生层间缝和层间脱空，特别是夹于厚层中的薄层更易如此；厚层状碳酸盐岩中裂缝的密度较小，但裂缝的规模较大，且以立缝和高角度斜裂缝为主。白云岩化作用使石灰岩变为白云岩，晶粒由细变粗，会增加岩石的脆性，使裂缝易于发生。

（三）裂缝发育的构造因素

控制裂缝的构造因素，主要是作用力的强弱、性质、受力次数、变形环境和变形阶段等。一般情况是受力强、张力大、受力次数多的构造部位裂缝发育，相反则差；同一碳酸盐岩中，在常温常压的应力环境下裂缝发育，在高温高压环境下则发育较差；在一次受力变形的后期阶段，裂缝的密度大、组系多，前期阶段则相应的较小或少。这些条件的时空配合，控制着裂缝的分布规律。

1. 背斜构造上裂缝的分布

背斜构造上裂缝的分布，视褶皱的类型而异。

在狭长形长轴背斜构造上，裂缝沿长轴成带分布，在高点最发育，裂缝以张性纵缝（裂缝走向平行于褶皱轴线）为主，高点部位尚有张性横缝（裂缝走向垂直褶皱轴线）和层间脱空；两翼不对称者，张性横缝偏于缓翼，轴线扭曲处的外侧，张性横缝发育。

在短轴背斜上，裂缝沿轴部分布，在高点最发育。裂缝的组系和发育程度与褶皱强度有关，平缓的低丘状背斜，以一对共轭的斜裂缝为主，裂缝发育程度相对较差；高丘状背斜，既有斜裂缝，又有张性纵缝和横缝，发育程度也较高。这类背斜在被断层复杂化时，裂缝的分布也随之而变化。

在箱状背斜上，裂缝在肩部最发育，其次在顶部。在肩部既有张性纵缝，又有扭性缝，还有层间脱空；在平缓的顶部，以两组斜裂缝为主，如弯曲增大时，则发育纵缝和横缝。

在穹窿状背斜上，裂缝发育区集中在顶部；裂缝组系以一对斜交缝为主，并有纵缝和横缝发育，组成放射状，向顶部集中。

总之，背斜的高点、长轴、扭曲和断层带等部位，都是裂缝最发育的地方。因此，搞清地下构造形态，是提高钻探成功率的关键。

2. 向斜地带裂缝的分布

向斜地带裂缝的发育程度与褶皱强度有关，这是同背斜地带的相似处。但是，背斜与向斜中应力的分布不一样，裂缝的类型和性质也不同。例如，从剖面上看，背斜的上部张扭性裂缝发育，下部压扭性裂缝发育；向斜则与之相反，上部压扭性裂缝发育，下部张扭性裂缝发育。所以，在向斜地带储集层下部裂缝很发育，在向斜部位钻探时，要尽可能钻穿储集层底部，揭开张扭性裂缝带。

3. 断层带上裂缝的分布

从广义上说，断层也是断裂的一种类型，不过断层两侧的岩块已发生显著位移而与裂缝相区别。在断层发育过程中，由于位移滑动引起的应力，会促使老裂缝进一步发育，并形成一些新裂缝。断层带上裂缝的发育和分布有如下规律：低角度断层引起的裂缝比高角度断层引起的裂缝更为发育；断层组引起的裂缝比单一断层引起的裂缝发育；断层牵引褶皱的拱曲部位裂缝最发育；断层消失部位，由于应力释放而引起的裂缝也很发育；紧靠断层面附近，为角砾缝带，缝大小视断层的性质而异，张性断层比压扭性断层的大。羽状裂缝发育于角砾缝外侧，张性裂缝和扭性裂缝均有。

第4节　其他岩类储集层

其他岩类储集层是指除碎屑岩和碳酸盐岩外的其他岩类储集层，如岩浆岩、变质岩、粘土岩等。这类储集层的岩石类型尽管很多，但在世界油气总储量中只占很小的比例，故其意

义远不如碎屑岩和碳酸盐岩储集层。但在国内外，确实在这类储集层中获得了一定产量的油气，这就为我们研究油气储集层扩大了领域。到目前为止，我国已在火山岩、结晶基岩、粘土岩里获得了商业价值的油流，并具有一定的生产能力。

一、火山岩储集层

火山岩储集层主要是指火山喷发岩形成的储集层，常见的有玄武岩、安山岩、粗面岩、流纹岩，此外，还有火山碎屑岩（包括各种成分的集块岩、火山角砾岩、凝灰岩）。由于后者的成因及分布均与火山喷发岩密切相关，故从油气勘探的角度往往把火山喷发岩和火山碎屑岩形成的储集层统称为火山岩储集层。

以火山碎屑岩为储集层的油田比较常见，而以火山喷发岩为储集层的油田为数不多。比较典型的如日本新潟县在海相上第三系中发现了一系列与火山岩有关的小型油气田。地层为一套暗色泥岩与凝灰岩、砂岩互层，夹数层火山碎屑岩（层位不稳定），储集层主要是凝灰质砂岩，其次是火山碎屑岩和火山岩。其中有 11 个油气田的油气是储集在凝灰质砂岩中，在凝灰角砾岩中四个，火山集块岩中五个，另有两个在火山喷发岩中。吉井气田即为一例，系一狭长背斜构造，天然气产自中新统七谷层下部凝灰岩中（图 3－14）。在气田中心部分是水中喷发熔岩岩流—石英粗面岩，周围是略为疏松的石英粗面质凝灰岩。靠近背斜轴部喷发中心的井产量较高（大于 $1\times10^4m^3/d$），中等产量的井［$(3\sim4)\times10^4m^3/d$］多产自凝灰岩中的火山岩夹层，而低产井（小于 $1\times10^4m^3/d$）和干井，一般未钻遇火山岩。气井产量与火山岩厚度有关，火山岩越厚，产气量越高，测得的火山岩孔隙度为 10%～20%，凝灰岩孔隙度 15%～25%。

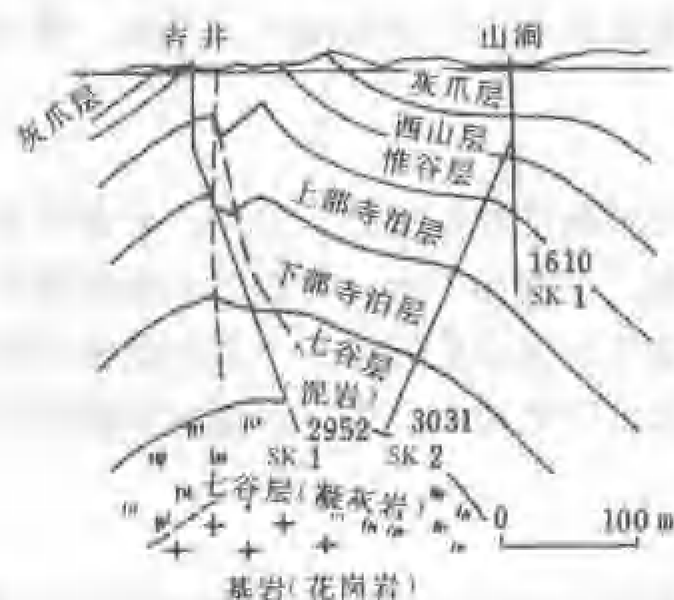


图 3－14　日本吉井气田剖面图

我国下辽河坳陷在下第三系沙河街组三段（盆地的主要生油层系）下部的火山岩里也获得了商业价值的油流，产层岩性为凝灰岩、粗面岩。初产量可达 14t/d（6mm 油嘴），酸化后可增至数十吨。此外，还在玄武岩、安山岩、流纹岩、辉绿岩、火山角砾岩的岩心裂缝、孔隙中见到油气显示，根据岩心测定裂隙率达 2%～3%，孔隙度 17%～25%，渗透率为 $(1\sim90)\times10^{-3}\mu m^2$。

通过对火山岩储集层油气藏的勘探实践，认识到火山岩含油性的好坏与下列两个因素关系很大。第一，发育于生油层系之中或其邻近的火山岩，由于具备了充足的油源，所以含油有利。如下辽河坳陷下第三系沙河街组三段是厚 600～1 000m 的深灰色泥岩、油页岩，为盆地的主要生油层系，因而位于其中的火山岩含油性最好。日本新潟县油气区第三系的暗色泥岩为生油层，七谷层上部为厚达数百米的暗色泥岩，下部的凝灰岩便成为主要的产层。第二，火山岩、火山碎屑岩储油物性的好坏是决定火山岩的含油程度的基本条件。火山岩在冷凝过程中所含的气体逸出产生气孔，同时由于体积收缩形成一些微裂缝。这些气孔、裂缝被地下水中溶解的碳酸钙和后期的热液产物沸石充填较剧，连通性差，但这些岩石性脆，因此在构造力作用下产生的构造裂缝对其储油物性的影响较大。火山碎屑岩的储集空间为粒间孔隙，胶结物为火山灰或熔岩，其含量差别很大，物性变化大，因而形成的构造裂缝同样是影响储油物性的重要因素。

在我国许多含油气盆地里，如四川盆地二叠系的峨嵋山玄武岩，下辽河坳陷、济阳坳

陷、江汉盆地的下第三系中均发现有火山岩。比较起来，小型断陷盆地常见。从各沉积盆地火山岩分布资料看，大部分发育在盆地边缘拗陷与隆起的过渡地带，其发育常与大断裂或断裂破碎带有关，主要沿断裂有裂隙式火山岩喷发，局部有中心式喷发，分布范围不大，向盆地中心或远离断裂火山岩分布很少。这些火山岩的喷发期明显地受盆地升降运动旋回的控制，其强度也受沉降强弱的控制。

二、结晶岩储集层

结晶岩储集层是指各种岩浆岩和变质岩类，它们都有不同程度的结晶，故也称结晶岩系。在含油气盆地中这种结晶岩系往往构成了沉积盖层的基底。当这些结晶岩由于受到长期而强烈的风化，在其表层常出现一个风化孔隙带，使岩石的孔隙性和渗透性大大增加，成为油气储集的良好场所，因而这类储集层多分布在基岩侵蚀面上。

我国酒泉西部盆地鸭儿峡油田基岩油藏，产油层为志留系变质岩基底，由板岩、千枚岩及变质砂岩组成，其上为下白垩统泥砾岩与砂质泥岩不整合覆盖，下白垩统为盆地主要生油层系。根据岩心测定，基岩孔隙度在2.5%以下，渗透率接近于零，但裂隙发育，平均裂缝密度大于40条/m。这些裂隙提供了油气储集空间，高产井主要沿断裂分布，井间有干扰现象，断层附近裂隙率高，连通性好。

美国得克萨斯州里顿泉油田，基性岩浆岩（蛇纹岩）沿基底断裂带溢出，在下白垩统上部石灰岩表面形成低角度的火山锥，经风化蚀变促使孔隙和裂隙发育，其上为上白垩统页岩和泥灰岩所覆盖，石油聚集于岩浆岩顶部的裂隙性储集层中（图3-15)。原油是从上白垩统页岩和泥灰岩中运移进去的。

结晶岩类储集层的储集空间，主要是些风化孔隙、裂隙以及构造裂缝，故这类储集层多发育在不整合带。在盆地边缘斜坡以及盆地内古地形突起上，位置较高，风化孔隙更为发育。同时构造条件使裂隙在区域性发育的基础上重复加强，形成有一定方向性和连通性的裂隙密集带，提供了油气储集的良好场所。

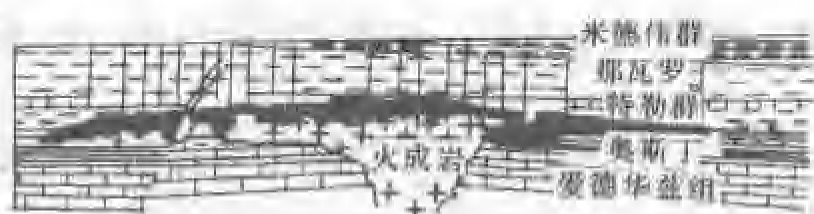


图3-15 美国里顿泉油田剖面图

三、泥质岩储集层

泥质岩与碎屑岩在沉积剖面中往往呈互层，其分布也是很广泛的。但由于泥质岩的孔隙很小，属微毛细管孔隙，流体在地层压力条件下是不能在其中流动的，因为它的排替压力往往大于地层压力，只有那些比较致密性脆的泥质岩，如页岩、钙质泥岩等在构造力作用下产生了较密集的裂缝，或泥质岩中含有易溶成分如石膏、盐岩等，经地下水溶蚀形成溶孔、溶洞时，才能形成储集层，而且其局限性很大，储集条件亦较差。

如我国青海省柴达木盆地油泉子油田第三系钙质泥岩，因发育有密集的裂缝而使油储集于其中，形成商业价值的产能。

江汉盆地含石膏泥岩裂隙、晶洞中也见到商业价值的油流。

由上述可见，这类致密岩石之所以能够在一定条件下成为油气储集层，主要是由于次生作用（风化、溶蚀、构造运动等）形成一系列缝洞系统的结果。但由于岩性致密，储集空间的形成条件较复杂，因而储油物性的变化规律不易掌握。目前研究得还不多，故勘探初期不宜专门布探井，而应有计划地结合其他储集层的勘探，对受力较大部位和古风化壳寻找孔隙—裂缝发育带。

第5节　盖层的类型及其封盖机制

任何一个盆地中，要形成油气藏只具有生油层和储集层还是不够的，要使生油层中生成的油、气，运移至储集层中形成油气藏而不致逸散，还必须具备不渗透的盖层。盖层是指位于储集层之上能够封隔储集层使其中的油气免于向上逸散的保护层。与储集层作用相反，盖层的作用是阻碍油气的逸散。油气藏盖层的好坏，直接影响着油气在储集层中的聚集效率和保存时间。盖层发育层位和分布范围直接影响油气田分布的层位和区域。因此盖层研究是油气勘探评价的重要内容。

一、盖层类型

不同研究者从不同角度将盖层分为不同的类型。一般是根据盖层的岩性、分布范围、成因、均质性和组合方式等进行分类。

（一）岩性分类

（1）膏盐类盖层：膏盐类是一类最佳盖层。И.В. 维索茨基[100]认为，世界上天然气储量约35%与膏盐类盖层有关。膏盐类盖层包括石膏、硬石膏和岩盐。

（2）泥质岩类盖层：是油气田中最常见的一类盖层。它们分布最广、数量最多，几乎产于各种沉积环境。世界上大多数油气田的盖层均属此类。

（3）碳酸盐岩类盖层：是由碳酸盐参半，或为主，或纯由碳酸盐组成的一类非渗透性岩层。它主要包括含泥灰岩、泥质灰岩、硫酸化灰岩和致密灰岩等。由于碳酸盐岩易被水淋滤、溶蚀形成缝洞，因此碳酸盐岩能否作为盖层，一直是一个有争议的问题。

（二）分布范围分类

（1）区域性盖层：指遍布在含油气盆地或拗陷的大部分地区，厚度大、面积广且分布较稳定的盖层。区域性盖层对盆地或拗陷的油气运移聚集起重要作用。

（2）局部性盖层：指分布在一个或数个油气保存单元内，或在某些局部构造、或局部构造某些部位上的盖层。局部盖层只对一个地区油气的局部聚集起控制作用。

（三）盖层与油气藏的位置关系分类

（1）直接盖层：指紧邻储集层之上的封闭岩层。直接盖层是单一型的盖层，它可以是局部性盖层，也可以是区域性盖层。

（2）上覆盖层：指覆于储集层直接盖层之上的所有非渗透性岩层。直接盖层与上覆盖层常组成叠加复合型盖层。上覆盖层一般是指区域性盖层，对区域性的油气聚集和保存起重要作用。

（四）特殊盖层

（1）水合物盖层：甲烷在低温高压下具有与水形成水合物晶体的习性，它们形成晶体后丧失了全部活动能力，这是一种非常有效的盖层。

（2）沥青盖层：先期油气藏被破坏，储集层中的轻质油气逸散，重质沥青滞留在储集层中对以后运聚的油气起到了盖层作用。

二、盖层封油气机理

根据盖层阻止油气运移的方式可把盖层的封闭机理分为物性封闭、异常压力封闭和烃浓度封闭。

（一）物性封闭

物性封闭是指依靠盖层岩石的毛细管压力对油气运移的阻止作用。因此，也可称之为毛细管压力封闭，也有人称为薄膜封闭。

毛细管压力与孔喉半径、烃类性质和介质温压条件有关

$$p_c = 2\sigma\cos\theta / r \tag{3-8}$$

式中 p_c——毛细管压力；

r——岩石孔喉半径；

θ——固液相接触角；

σ——两相界面张力，它与烃类性质和介质温压条件有关，不同烃类具有不同的表面张力，气态烃类较液态烃类有更大的表面张力，并且不同温压条件下气—水及油—水界面张力也有变化（表3－6）。

表3－6 不同温压条件下气—水及油—水界面张力[22]

条件			界面张力，N/m			气—水界面张力/油—水界面张力
埋深，m	压力，MPa	温度，℃	气—水	油—水	差值	
0	0.1	20	0.07	0.025	0.045	2.8
500	5	35	0.063	0.022	0.041	2.8
1 000	10	50	0.055	0.019 5	0.035 5	2.8
1 500	15	65	0.047 5	0.017	0.030 5	2.8
2 000	20	80	0.038	0.014 5	0.023 5	2.6
2 500	25	95	0.033	0.012	0.021	2.75
3 000	30	110	0.03	0.009	0.021	3.3
4 000	40	140	0.025	0.003 5	0.021 5	7.1

油气要通过盖层进行运移，必须首先排替其中的水，克服毛细管压力的阻力，才能进入其中。如果驱使油气运移的浮力未能克服该毛细管压力的阻力，则油气就被遮挡于盖层之下。

由此可见，岩石越致密，孔喉半径越小，岩石所具有的毛细管压力越大，封堵油气能力越大，这也不难理解为什么盖层多是细粒的岩性。

在评价毛细管压力封闭能力时常引用排替压力的概念。所谓排替压力就是岩样中非润湿相流体排驱润湿相流体所需的最小压力，也即非润湿相开始注入岩样中最大喉道的毛细管压力，它在毛细管压力曲线上为压力最小的拐点。为了便于统一比较，许多人把非润湿相流体饱和度达到10%时所对应的毛细管压力规定为排替压力。排替压力可以通过实验室直接驱替实验求取。

M.T.Hubbert 于1953年曾经计算过不同粒级沉积物中，水排替石油所需的压力值（表3－7）。尽管这个表是水排替油的压力值，但仍反映了不同粒级岩石与排替压力之间的关系。

排替压力是评价盖层性能最常用的参数。排替压力与岩石孔隙度、渗透率、岩石密度、颗粒中值半径以及比表面积等因素有关，因此，也可以用这些参数取代排替压力来间接评价盖层的物性封闭能力。

对于泥质岩来说，由于压实作用，岩石孔喉半径、孔隙度和渗透率都会随埋深增加而变小，因此，排替压力一般情况下是随深度增加而增加的，盖层的封闭能力也随着增加。但当

盖层上覆净负荷压力超过岩石的抗张强度时，泥岩会产生微裂缝，这时，盖层的封闭性将受到一定的破坏。

表 3-7　不同粒级沉积物中水排替油的压力

沉积物	颗粒直径，mm	排替压力，MPa
极细粘土	10^{-4}	4
粘　土	<1/256	>0.1
粉　砂	1/256～1/16	0.1～1/160
砂	1/16～2	1/160～1/5000
砾	2～4	1/5000～1/10000

毛细管压力封闭机理是盖层封油气最普遍的机理。一般情况下，它只能阻止游离相油气的进一步运移，难以封堵水溶相及扩散方式运移的油气。但当渗透率非常小，其排替压力相当高，以致于除非发生构造变动使之产生裂缝才能破坏盖层的封闭性时，则不仅能阻止游离相，也能阻止水溶相油气的运移，例如致密的泥岩、各种蒸发岩、冰盖岩、气水合物和永久冻土带等盖层。

（二）超压封闭

许多盆地的油气藏分布与盖层异常高流体压力（超压）有关。所谓异常高流体压力是指地层孔隙流体压力比其对应的静水压力高。这种依靠盖层异常高流体压力而封闭油气的机理称之为流体压力封闭，简称超压封闭。

超压盖层实际上是一种流体高势层，它能阻止包括油气水在内的任何流体的体积流动，因此，它不仅能阻止游离相的油气运动，也能阻止溶有油气的水流动，从这个角度看，超压盖层是一种更有效的盖层。超压盖层的封盖能力取决于超压的大小，超压越高，其封盖能力越高。

一旦超压盖层因某种原因而恢复到正常的静水压力状态，超压封闭作用即被毛细管压力封闭作用所取代。

（三）烃浓度封闭

所谓烃浓度封闭是指具有一定的生烃能力的地层，以较高的烃浓度阻滞下伏油气向上扩散运移。这种封闭主要是对以扩散方式向上运移的油气起作用。

油气扩散的原因是浓度差，即由高浓度处向低浓度处扩散，以求达到浓度平衡。如果岩层具有一定的生烃能力，则岩层出现油气的高浓度，它们也会向上、下扩散。向下扩散的油气会阻滞下伏储集层油气的向上扩散作用，从而起到一定的封闭作用。显然，盖层的烃浓度越高，其封闭扩散的能力越强。

能起烃浓度封闭的盖层，实际上就是烃源岩，它同样具有毛细管压力封闭的作用。随生烃量增加，有时也会产生地层异常高压，这样也会表现出流体压力封闭的作用。所以烃源岩作为盖层时，则会有更好的封闭效果。

三、影响盖层有效性的因素

影响盖层有效性的因素主要是岩性、韧性、厚度和连续性。

（一）盖层的岩性

理论上讲任何一种岩性的岩层均可作为盖层，只要其排替压力或其孔隙过剩压力大于下伏储油气层。但是大量油气田勘探结果表明，最常见的盖层是页岩、泥岩、盐岩、石膏和无

水石膏等类型。页岩、泥岩盖层常与碎屑岩储集层并存；盐岩、石膏盖层则多发育在碳酸盐岩剖面中；在构造变动微弱的地区，裂缝不发育，致密的泥灰岩及石灰岩也可充当盖层。H.D.Klemme（1977）统计了世界上 334 个大油气田的盖层，页岩、泥岩盖层的大油气田占总数的 65%，盐岩、石膏盖层的占 33%，致密灰岩充当盖层的占 2%。Grunau（1987）汇编的世界上 25 个最大油田和 25 个最大气田的盖层岩性都是泥页岩和蒸发岩。我国松辽、渤海湾等盆地多以粘土岩为盖层；四川、江汉等盆地的油气田则多以蒸发岩为盖层。

盖层泥质含量对盖层的封闭性有很大影响。泥质含量的影响主要表现在对盖层渗透率和孔隙结构的影响。泥质含量的增加会降低岩层的渗透率，降低岩层的优势孔隙半径大小分布，从而增加岩石的排替压力。

（二）韧性

韧性岩石构成的盖层与脆性岩石相比不易产生断裂和裂缝。在构造变形过程中，脆性盖层易出现裂缝。特别是在褶皱带和推覆带中，盖层的韧性对油气封存尤其重要。

不同的岩石具有不同的韧性。在通常的地质条件下，韧性的顺序由大到小是：盐岩→硬石膏→富含有机质页岩→页岩→粉砂质页岩→钙质页岩→燧石岩。蒸发岩的韧性最大，因此，蒸发岩发育的含油气盆地多形成大型油气田。

影响泥岩韧性的主要因素是粘土矿物种类和含量。常见粘土矿物的韧性顺序由大到小是：蒙脱石→高岭石→伊利石→绿泥石。粘土矿物含量越高，韧性越好。

韧性也是温度和压力的函数。蒸发岩在浅层部位可以是塑性的，但深度大于 1km 时韧性很大。泥岩在一定深度范围内（一般在 3000m 左右）随深度增加韧性变好。超过该深度范围，随深度再增加，泥岩韧性又逐渐变差，这主要与粘土矿物的转化脱水有关。泥岩韧性的减小，容易产生微裂缝，微裂缝形成会使渗透率增加，从而降低封闭性。从这个角度看，泥岩盖层应该存在一个有利封闭深度区间。当然，不同的盆地该有利封闭区间有差异。

（三）盖层厚度

实际盖层的厚度一般可从几十米到几百米。例如科威特布尔干油田，厚 30m 的阿赫马迪页岩封闭了 102.8×10^8t（740×10^8bbl）油。我国南海崖 13－1 气田顶部直接盖层梅二段在崖 13－1－1 井的单层厚度仅 4m[26]。理论上讲，盖层厚度对封闭能力没有直接影响。Hubbert 计算过，几英寸厚的粘土岩，估计具有大约 4.14MPa 的排替压力，就足以封住 915m 高的油柱。但是当盖层的排替压力或剩余压力不够大时，加大厚度能够弥补这一不足。

原苏联学者依诺泽姆采夫[100]研究古比雪夫地区油气性质与盖层厚度发现，石油密度和石油中的溶解气含量在盖层厚度小于 25m 时，随盖层厚度增加而呈线性变化（图 3－16，图 3－17），盖层厚度超过 25m 以后，石油性质基本保持不变。据此，他提出了盖层厚度的有效下限标准为 25m。

当然，不同地区、不同岩性，因地质条件的差异，盖层厚度也不同。据松辽盆地的经验，泥岩厚度小于 20m 者，一般不能作为盖层；川南三叠系气藏的石膏盖层厚度一般仅 20m 左右，但在长垣坝和高木顶两气田则见 6－10m 厚的石膏盖层就能封隔独立的商业价值的气藏。所以膏盐地层比粘土岩的封隔性更好。

从保存油气的角度看，盖层越厚越有利。另外，厚度大，不易被小断层错断，不易形成连通的微裂缝；厚度大的泥岩，其中的流体不易排出，从而可形成异常压力，导致封闭能力增加。

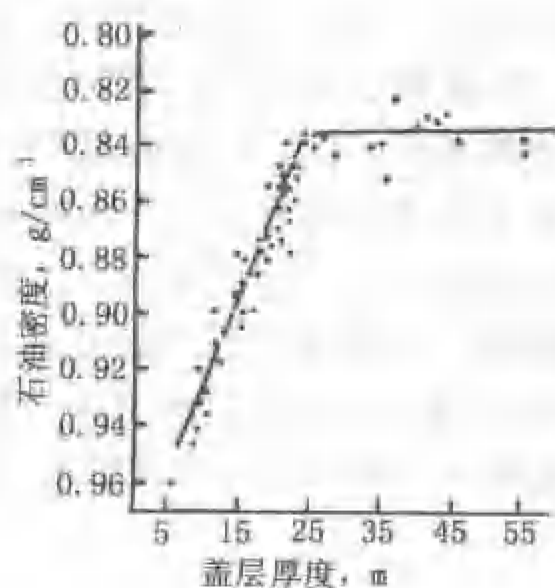


图 3-16 石油密度与盖层厚度的关系

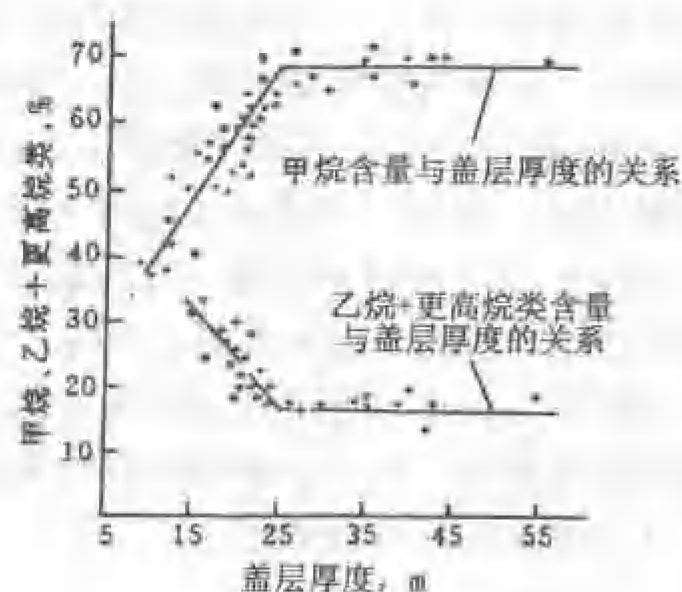


图 3-17 石油溶解气组分与盖层的厚度关系

（四）连续性

盖层的大范围连续稳定分布对于油气聚集有十分重要的意义。最有利的含气区至少要有一个区域性盖层。面积只有大于油气藏分布范围才能形成有效封闭。盖层面积越大，越有利于形成大油气田。

总之，由于油气是无孔不入的流体，因此盖层对油气聚集以及油气藏的保存有重要作用，但很多因素都会影响盖层封盖的有效性。盖层的岩性及组构特点是控制盖层封闭能力的基础，它们都是由沉积环境和沉积条件决定的，另一方面，成岩后生作用及构造变动强度也是影响盖层封闭有效性的重要原因。

思 考 题

1. 何谓有效孔隙度及总孔隙度？
2. 何为渗透率、相渗透率及相对渗透率？
3. 岩石孔隙结构对储集层物性有哪些影响，它与哪些因素有关？
4. 试分析多相流体孔隙中影响相渗透率的因素？
5. 试比较砂岩和碳酸盐岩储集性质的差异。
6. 试分析盖层封闭油气的相对性。

第二篇
油气成藏原理

油气藏的形成是石油地质学的核心内容，油气的运移、聚集乃至各类油气藏的形成机制与特点，都受到地温场、地压场、地应力场的严格制约。油气来源是基础、油气运移是纽带、油气聚集是目标，如何将油气成藏的各种要素与作用纳入统一的时间、空间范围内进行静、动态结合的综合分析，是油气成藏机理研究的关键，正在发展为成藏动力学。本篇还扼要介绍了流体势分析、异常压力流体封存箱、流体历史分析、凝析气藏、固态气体水合物等与“三场”有关的新进展。

第四章　石油和天然气的运移

提　要

油气运移是油气藏形成过程中的重要纽带。渗滤与扩散是油气运移的两种基本方式，前者受势梯度驱动，后者受浓度梯度驱动。油气在烃源岩中的初次运移和在储集层（或输导层）中的二次运移是油气运移过程中连续而特点不同的两个阶段。压实作用和异常压力对油气的初次运移有重要作用；浮力和水动力对油气的二次运移有重要作用，而归根结底它们都是受构造运动的控制。本章在介绍与油气运移有关的基本概念后，重点阐述油气初次运移和二次运移过程的机理和条件，最后对地下流体势分析方法进行专门介绍。

我们知道，油气是在富含有机质的细粒烃源岩层中生成的，但却主要储藏在多孔的渗透性储集层中。油气是如何从烃源层"跑"到储集层并聚集起来的呢？这就是本章要阐述的内容。

实际上，油气从生油层到储集层是一个漫长的地质过程，并不是象在输水管道中那样畅通无阻地"跑"，而是要受到地层岩性及组构，特别是孔隙结构等种种因素的限制，拐弯摸角地向前一点一点地移动。我们把油气在地层条件下的移动称为运移。

石油和天然气都是流体，它们具有流动的趋势，受某些地质因素的约束被迫停止运移的状态是相对的。油气的运移从其生成那一时刻就开始了，油气可以从烃源岩运移到储集层（输导层），从储集层运移到圈闭中形成油气藏，也可以由于地质条件的改变而从圈闭沿输导层运移到别的储集层中，或者通过断层或封闭性差的盖层向上运移到达地表。因此，油气运移贯穿于油气藏的形成、调整和破坏的整个过程。研究油气运移不仅具有理论意义，而且具有重要实际意义。搞清油气运移的特点，特别是其运移的途径、方向和时期对油气勘探有重要的指导意义。因此，油气运移研究是石油地质学的重要问题之一。

油气运移问题要研究的内容很多，但是最基本的内容应该是油气在运移当中的物理状态、运移方式、促使油气运移的动力因素、油气在生油层中发生初次运移的机理、油气在储集层中所进行的二次运移过程，以及运移的时期、方向、规模等。

油气运移问题是一个很复杂的问题。许多观点并不完全一致。所以在实际研究中，必须结合各地区的实际地质情况，进行具体分析，才能得出比较切合实际的看法。这也是我们学习关于油气运移内容时需要注意的。

第1节　与油气运移有关的几个基本概念

为便于理解油气在地层中的运移，首先需了解与油气运移有关的几个基本概念。

一、初次运移和二次运移

为了表征油气生成后在不同环境、不同阶段的运移特点，将油气从烃源层向储集层的运移，称为初次运移；将油气进入储集层以后的一切运移称为二次运移（图4-1）。过去，有

人把油气藏被破坏后的油气运移称三次运移，但是，油气藏被破坏后的运移与成藏前在输导层或储集层中的运移特点没有明显不同，所以，可将这一阶段的运移也归于二次运移范畴，即油气二次运移包括油气在输导层及储集层的运移，也包括油气聚集成藏后由于地质条件的改变所导致的油气再运移过程。

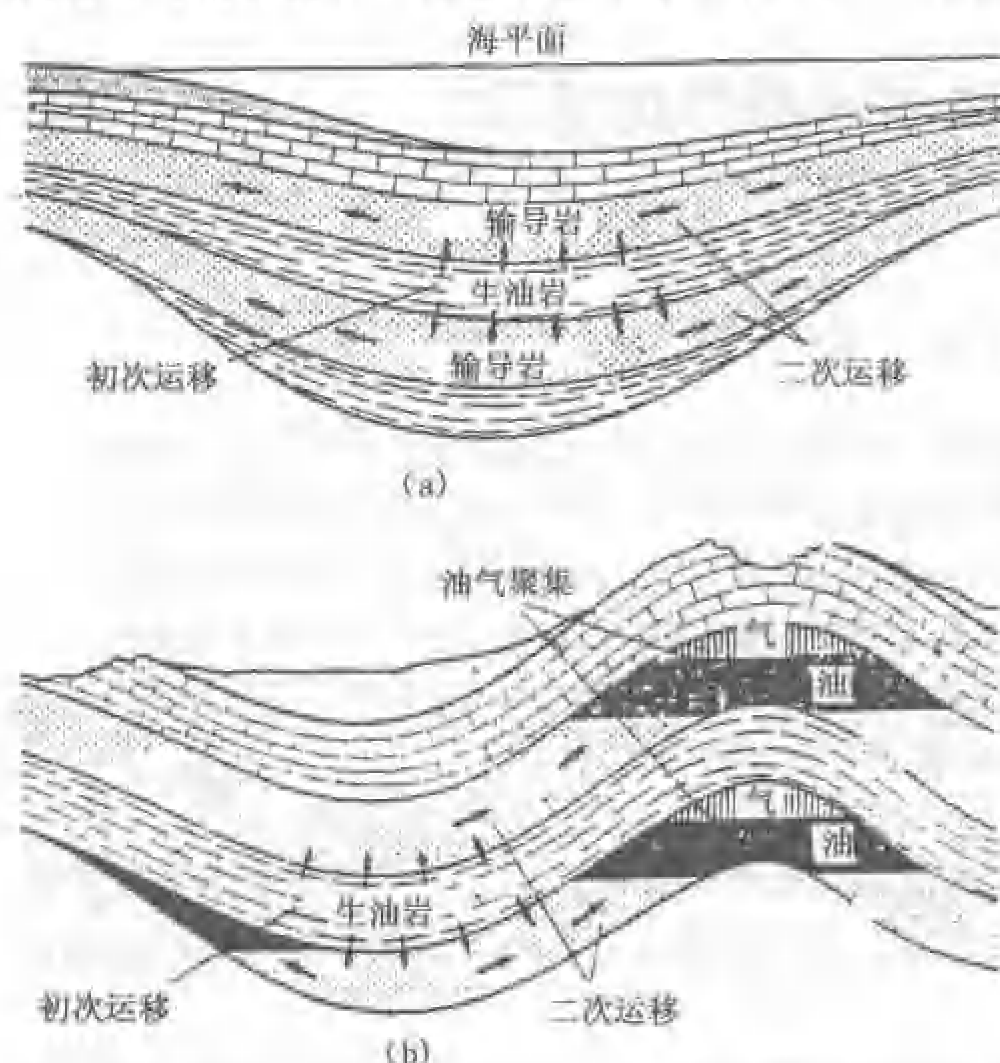


图 4－1　油气初次运移和二次运移示意图[161]
(a) 初次和二次运移早期；
(b) 初次和二次运移晚期及油气藏的形成

二、油气运移的基本方式

渗滤与扩散是油气运移的两种基本方式，但两者的条件和效率不同。

渗滤是一种机械运动方式，液体在渗滤过程中遵守能量守恒定律，它总是由机械能高的地方向机械能低的地方流动；渗滤是一种整体流动方式，在流动中表现出一定的相态，在达到吸附平衡以后各种组分的浓度基本不改变。油气渗滤可以用达西定律来描述，即单位时间内液体通过岩石的流量（Q）与通过岩石的截面积（S）、岩石的渗透率（K）及液体压力差（p_2-p_1）成正比，而与液体的粘度（μ）和液体通过岩石的长度（L）成反比

$$Q=[K\cdot S\cdot(p_2-p_1)]/(L\cdot\mu) \tag{4-1}$$

扩散是分子布朗运动产生的传递过程。这种运动可引起流体（气体、液体）的分子不断进行再分配，但这一过程在固体中进行的速率非常低，扩散的结果是使浓度梯度达到均衡。流体中的扩散传递速率与浓度梯度有关，服从费克（Fick）第一定律

$$J=-D\text{grad}C \tag{4-2}$$

式中　J——扩散速率；

D——扩散系数；

C——物质浓度。

可见当物质存在浓度差时，扩散方向总是从高浓度向低浓度进行。扩散系数与分子大小有关，也与扩散介质条件有关。表 4－1 和表 4－2 分别表示了不同分子在水和烃源岩中的扩散系数。

表 4－1　气体在水中的扩散系数

分子类型	H_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}
扩散系数，$10^{-7}cm^2/s$	500	192	149	120	97	89

从表中可见，分子越小，扩散能力越强，轻烃具有明显的扩散作用。因此，在研究油气

运移时，对于轻烃，特别是气态烃，不能忽视分子扩散方式在其物质传递过程中的作用。

表 4－2 生油岩中轻烃的有效扩散系数[141]

分子类型	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	iC_4H_{10}	nC_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	$C_{10}H_{22}$
扩散系数 $10^{-7}cm^2/s$	21.2	11.1	5.77	3.75	3.01	1.57	0.82	0.431	0.608

三、岩石的润湿性

润湿性是指流体附着固体的性质，是一种吸附作用。不同流体与不同岩石会表现出不同的润湿性。易附着在岩石上的流体称润湿流体，不易附着在岩石上的流体称非润湿流体。在多种互不混溶的流体共存于岩石孔隙中时，润湿流体又称润湿相，非润湿流体又称非润湿相。例如，在油水两相共存的孔隙中，如果水易附着在岩石上，这时我们称水为润湿相，油为非润湿相，岩石具亲水性［图 4－2（a）］；反之，如果油易附着在岩石上，这时我们称油为润湿相，水为非湿润相，岩石具亲油性［图 4－2（b）］。

岩石的润湿性与岩石矿物组成及流体性质有关。一般认为，由于沉积岩大多在水体中形成，水又是极性分子，因此，岩石颗粒多数为水润湿，能在颗粒表面上形成吸附水膜。但是，对于烃源岩而言，由于本身含有许多亲油的有机质颗粒，又能在一定条件下生成烃类，因此可以认为是部分亲水、部分亲油的中间润湿。

岩石的润湿性也具有非均匀性，如有时出现强亲水的岩石有一些内表面亲油、强亲油的岩石出现一些内表面亲水。有时还出现混合润湿性，如一些大孔隙亲油、小孔隙亲水的现象。

岩石的湿润性影响着油气在其中的运移难易程度，不同的润湿性造成油、水两相在孔隙中的流动方式、残留形式和数量不同。在亲水岩石中，孔壁及颗粒表面为水所润湿，水会在颗粒间形成液环，而油相不能以薄膜形式残留在孔壁上，而是被挤到孔隙中心部位。当油相饱和度很小时就会形成孤立的油珠［图 4－2（a）］。这种油珠可以堵塞孔隙喉道阻碍流体运移，除非有相当大的推力使油珠变形，否则这种“贾敏效应”很难克服。在亲油岩石中，油以薄膜形式附着在孔壁上，成为不能移动的残余油。可见，亲水介质中残留油的数量要比亲油介质中少，但油相在亲水介质中的流动却比在亲油介质中难。

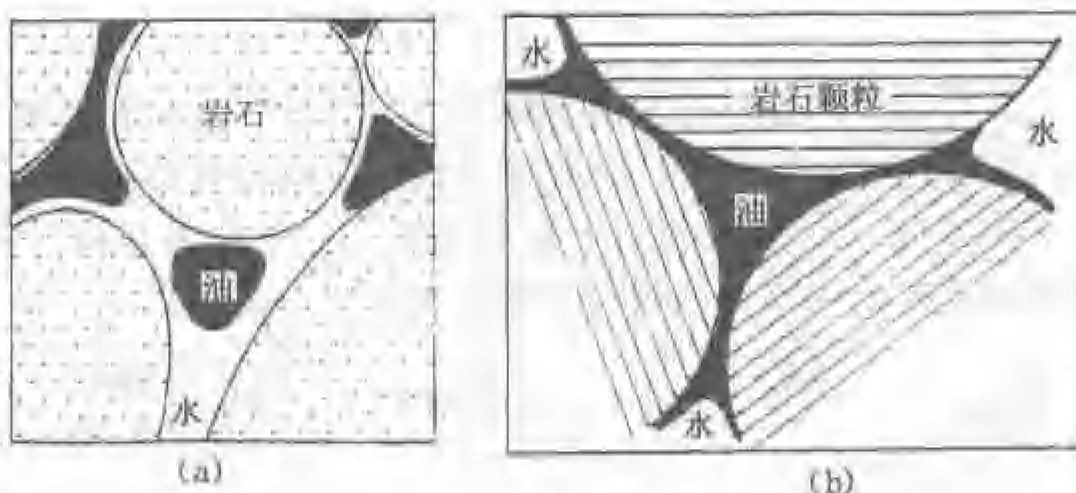


图 4－2 孔隙介质中油水的分布形式
（a）亲水孔隙介质；（b）亲油孔隙介质

四、油气运移临界饱和度

第三章已说明，当岩石中存在多相流体时，由于不同流体之间以及流体与岩石之间的相互作用，不同流体会表现出不同的相对渗透率。相对渗透率除与岩石绝对渗透率有关外，还与流体的性质和含量有关。从图 3－3 和图 3－4 中可见，对于一定的岩石，存在最低的含水饱和度、含油饱和度或含气饱和度，各种流体饱和度低于此值时，它们的有效渗透率为 0，即不发生流动。例如，Levorson（1954）对亲水砂岩进行油水两相吸排水的实验结果表明，

油相的饱和度低于10%时，油相不能流动。在泥岩中测定油相的临界饱和度有很大的难度，目前国内外尚无正式发表的资料。Dickey（1975）认为，在烃源岩中由于大部分颗粒的内表面已为油所润湿，油相运移的临界饱和度可小于10%，甚至可降到1%。我们把油（气）水同时存在时，油（气）相运移所需的最小饱和度称为油（气）运移的临界饱和度。

五、地层压力、折算压力和测压面

地下多孔介质中流体的压力称为地层压力，亦可称为地层流体压力或孔隙流体压力，单位为帕斯卡（Pa）。

为直观反映地层压力的大小，工程上常使用水压头的概念。水压头相当于地层压力所能促使地层水上升的高度，表达式为

$$h = p/(\rho_w g) \tag{4-3}$$

式中 h——水压头，m；

p——地层压力，Pa；

ρ_w——水的密度，kg/m^3；

g——重力加速度，m/s^2。

同一层位各点水压头顶面的连线称该层的测压面，测压面是一个想像的面，用来反映横向上水压头的变化。在静水条件下，测压面是水平的；在动水条件下，测压面是倾斜的。

折算压力是指测点相对于某一基准面的压力，在数值上等于由测压面到折算基准面的水柱高度所产生的压力。

例如，测点相对于某基准面的高程为 Z（基准面位于测点之上 Z 取负号，之下取正号），其地层压力为 p，则该测点的折算压力 p' 为

$$p' = Z\rho_w g + p = (Z + h)\rho_w g \tag{4-4}$$

折算压力大小除与地层实际压力有关外，还与相对基准面位置有关，相对于不同的基准面，有不同的折算压力。但是测压面的空间位置是相同的，即测压面是惟一的。

图4-3表示一个静水盆地的剖面，一个储集层向下弯曲呈盆状，四周出露地表，露头点的高程基本相同，因而均接受地表水的供给（供水区），而无泄水区。在这种情况下，该孔隙性地层 C 和 D 点的静水压力分别相当于 h_1 和 h_2 段的水柱重力，即 $p_c = h_1 \cdot \rho_w g$ 和 $p_d = h_2 \cdot \rho_w g$，其水压头则分别为 h_1 和 h_2。任一点的水压头都应等于该点与该层供水区高点之间的海拔高差。当井钻穿该孔隙性地层时，各井中的液面都应上升至与 A 点和 B 点相当的高度。此时各井液面联接成一水平面 AB，即为该层的静水压面。



图4-3 单一储集层内静水压面示意图

第2节 石油和天然气的初次运移

油气自烃源岩层向储集层的运移称为油气初次运移。

烃源岩层生成的油气，最初是呈分散状态存在于烃源岩层中的。要形成商业价值的油气藏，就必须经过运移和聚集的过程，而初次运移是这一运移过程的第一步。

一、油气初次运移的相态

对于石油的初次运移，尽管存在水溶相与游离相运移之争，但现在越来越多的人已经承

认游离相运移占主导地位，水溶相居次要地位。对于天然气而言，争论不多，一般认为，它可以呈水溶相和游离相运移。另外，在某些条件下，油可溶于气体中，气可溶于油中进行初次运移。

（一）水溶相运移

水溶相指油气被水溶解成分子溶液，水作为油气运移的载体进行运移。

从水动力学角度，水溶相是最理想的运移状态。水溶液沿细小的孔隙喉道运移，基本不存在毛细管压力的阻力。60 年代以前先后有不少著名学者从不同角度支持石油是水溶液状态运移这一论点（M.J.Munn，1909；A.W.Mccoy，1918；J.V.Lewis，1924；L.F.Athy，1930；M.G.Cheney，1940；W.G.Meinschein，1959；C.O.McAuliffe，1966）。直到 60 年代末，由于晚期生油说的确立，才对水溶相运移的重要性表示怀疑。

水溶相运移存在的问题首先是由于液态烃类（石油）大量溶解于水中是比较困难的。虽然随着温度升高，液态烃在水中的溶解度增加，如图 4－4 所示，但在目前公认的生油温度 60～150℃ 区间内，石油在水中的溶解度也不过百万分之几到百万分之几十。从曲线上可以看出，法默斯原油在 160℃ 时的溶解度大约是 150×10^{-6}。很多学者根据物质平衡原理计算过，从生油岩可利用的一切水（如原生水、粘土矿物转化水等）的数量来考虑，如此低的溶解度要形成目前已知的石油储量是远远不够的。反过来，根据生油岩生油高峰的生油量，若以水溶相初次运移，则水中石油的溶解度至少是在（8 000～15 000）$\times10^{-6}$左右[47,35]。显然，在生油有效温度范围内，如此大量石油溶解在水中是不可能的。

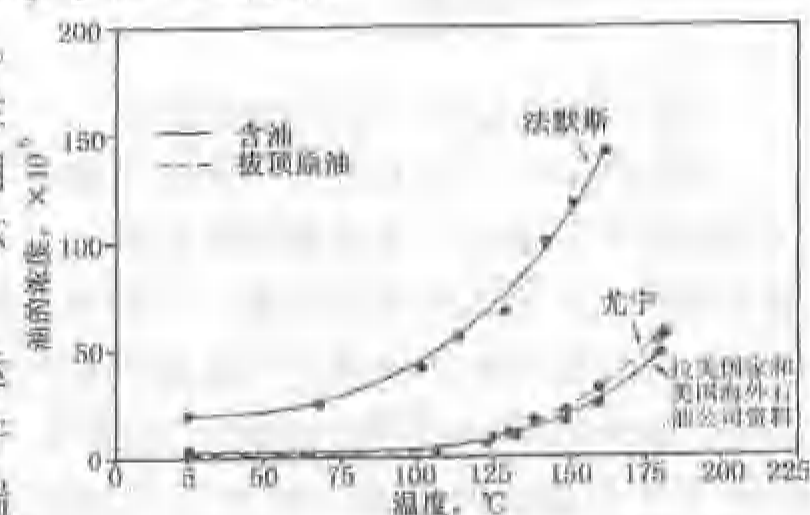


图 4－4　原油在水中的溶解度随温度的变化（据 Price，1976）

烃类化合物在水中的溶解度与分子大小有关。McAuliffe（1966）研究表明，正构烷烃的溶解性在碳原子为 10 左右出现转折，如图 4－5，这表明碳原子大于 10 以上的烃类在水中的溶解度变化不大，普遍很低。

有的学者提出石油在水中可以呈胶束溶液运移，认为在有机质向油气转化的过程中伴生有许多杂原子化合物，如有机酸等，它们的分子一端有亲油的烃链，另一端为亲水的的极性键，起着表面活性物质的增溶作用。这些表面活性物质在水溶液中达到一定浓度时，会形成分子聚集体，即胶束。但目前多数人不赞成石油以胶束初次运移的观点，理由是表面活性物质数量少。此外，即使存在胶束形式，也还有胶束直径过大（平均 5000×10^{-10}m）很难通过泥岩细小孔隙喉道进行运移、烃类如何从胶束上释放等问题。

综上所述，石油以水溶相运移存在许多无法解释的问题，因此，现在坚持这种观点的人已越来越少。

但是，对于天然气而言，情况则大不一样。天然气在水中有较大的溶解度，例如，Bonham（1978）测定，在 7MPa 压力下，温度 37.8℃ 时，天然气在地下水中的溶解度可达 $1.55m^3/m^3$。另外，天然气在水中的溶解度是随压力的增加而增加的。因此，天然气可呈水溶相运移。当然，能否以水溶相运移，还要看有无相应的水量。

（二）游离相运移

游离相即游离油相和游离气相，包括分散状和连续状油（气）相。

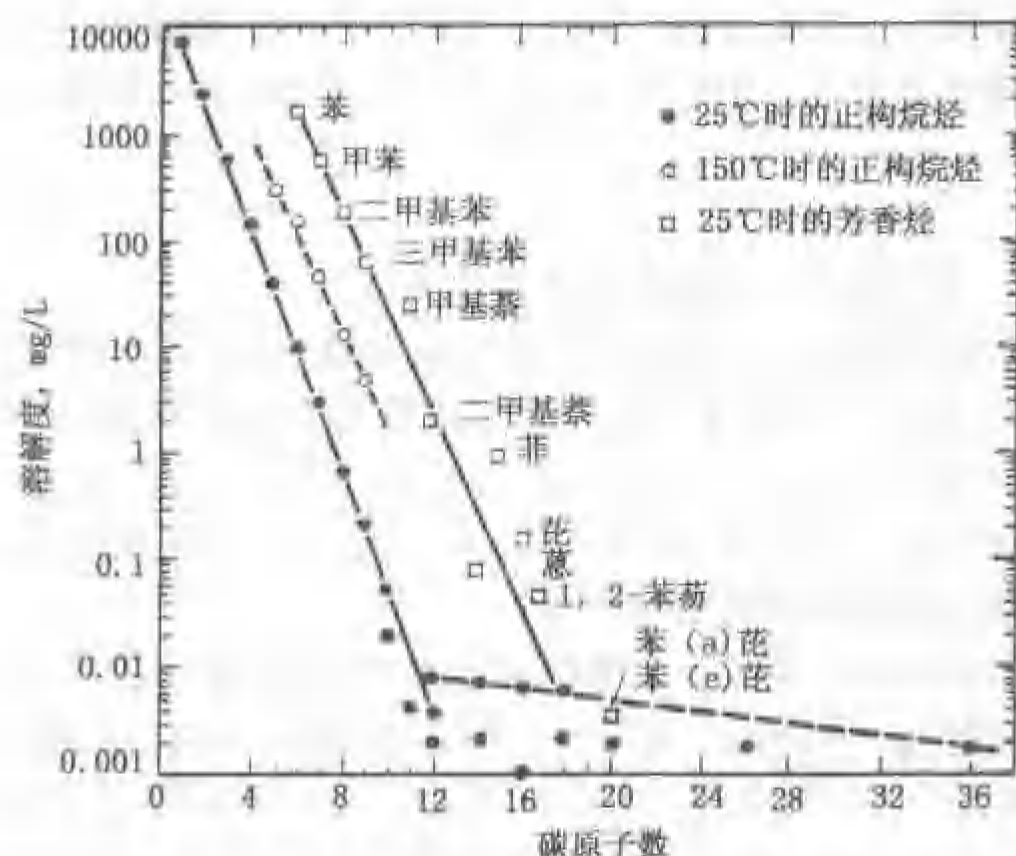


图 4-5　正构烷烃与芳烃在水中的溶解度
（据 C.O.McAuliffe，1966）

现在越来越多的人认为，游离相是石油初次运移的最重要的相态。其证据有：（1）对生油岩进行显微观察时，发现有游离相石油存在于烃源岩孔隙或裂隙中，这种现象是油气以游离相运移的最直接证据；（2）在较厚的烃源岩剖面中，还可测定出烃源岩对初次运移的色层效应，即随离烃源层—储集层接触界面距离的减少，烃源岩中氯仿抽提物含量有减少的趋势，如图 4-6，这种现象也支持游离相运移观点，因为只有游离相运移才能出现色层效应。另外，只有游离相态才能解释烃源岩生成大量油气的排出，克服了水溶相运移假说所存在的种种难以解释的现象。

天然气也可呈游离相运移，特别是当烃源岩大量生气而地层水很少时，天然气则主要呈游离相形式进行运移。

（三）油溶气相、气溶油相运移

众所周知，石油与烃类气体有互溶性，天然气可溶解于石油中，呈油相形式运移，石油也可溶于天然气中呈气相方式运移。它们都是游离相形式。许多油田所含的伴生气多是天然气溶于石油中，后来地质条件变化而脱气的结果。同样，许多气田含凝析油也是油反溶于气中的很好例证。

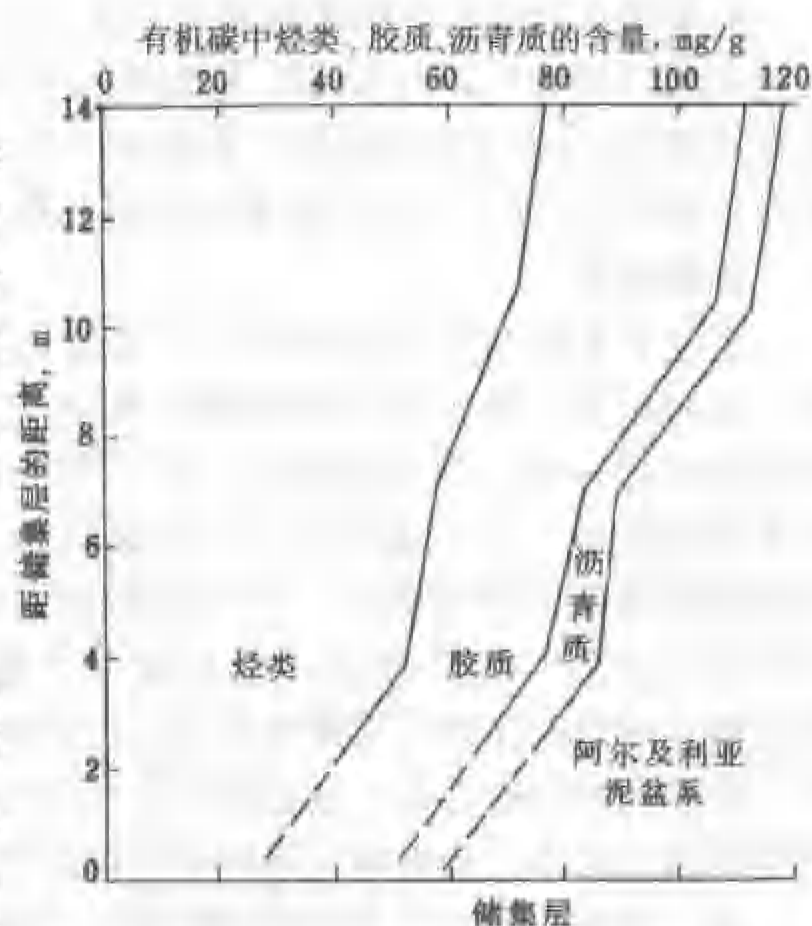


图 4-6　阿尔及利亚储集层上覆页岩生油层中烃类、胶质、沥青质含量分布
（据 B.P.Tissot，1978）

（四）油气初次运移相态演化

油气在地下究竟呈什么相态进行初次运移，取决于烃源层的岩石类型和组构特点、地层温度和压力、埋藏深度、孔隙度大小及孔隙水多少、有机质类型及其生烃量和生烃性质等多种因素。因此，不同地区、不同岩性、不同深度情况下油气运移的相态是不同的。

随着深度的增加，页岩类沉积物各种物理参数也不断变化，如图 4-7。因此，对于泥质烃源岩来讲，在低成熟阶段，埋深较浅，孔隙度较大，地层水较多，生烃量较少且胶质、沥青质含量高，这时油气的初次运移以水溶相运移最有可能，水作为载体。在某些适合大量形成生物化学气的环境中，所生成的生物甲烷气除呈水溶相运移外，也可以游离相运移。随着埋深的增加，进入生油高峰阶段，由于油气的大量生成，孔隙水不足以溶解掉所生成的油气，

这时油气主要呈游离相运移，其中所生成的气体多溶于油中，呈油溶气相运移；在生凝析气阶段则主要以气溶油相运移，气作为石油的载体；在过成熟阶段，烃源岩大量生气，这时，天然气则呈游离气相运移。如图 4-8。

碳酸盐岩由于其易固结的成岩特点，岩石中缺少水来源，压实作用很弱，因此，其所生油气多是在具备排烃动力后以游离相排出。

二、油气初次运移的主要动力和运移方向

油气要从烃源岩中运移出来，必须存在驱动力。目前一般认为，烃类从其烃源岩层中排出的原因是由于烃源岩存在剩余压力。剩余压力是指岩层的实际压力超过对应的静水柱压力的部分。由于不同点的剩余压力不同，从而驱动孔隙流体（包括油、气、水）沿剩余压力变小的方向运移。产生剩余压力的主要原因分述如下。

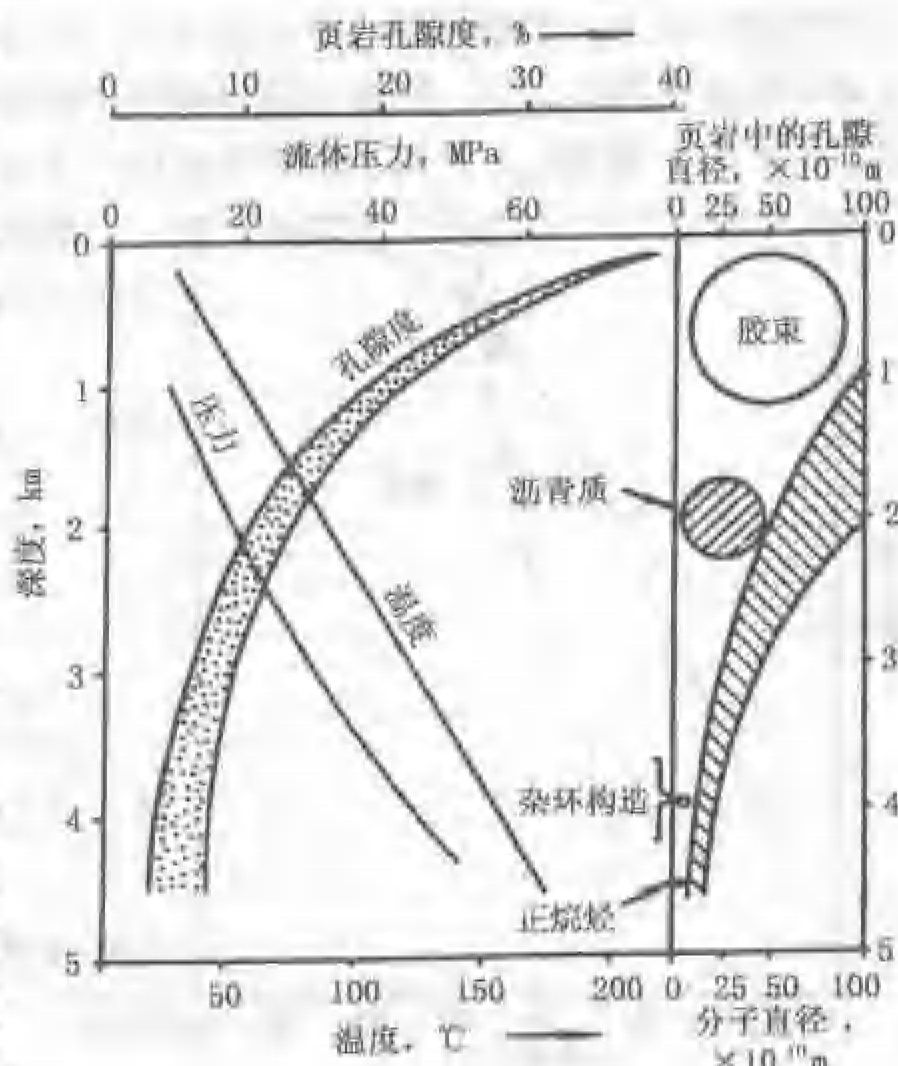


图 4-7 页岩类沉积物随深度增加各种物理参数的变化

（据 B.P.Tissot，1978）

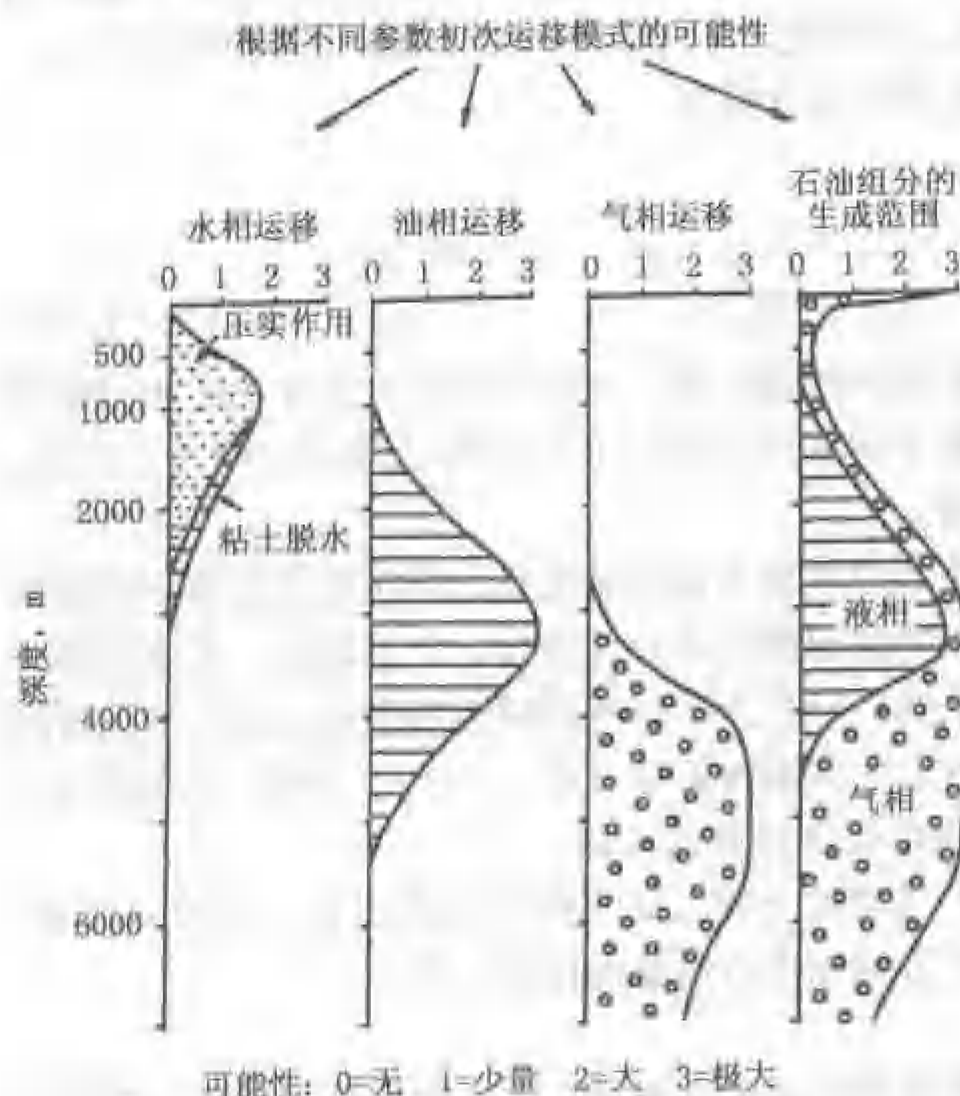


图 4-8 油气初次运移过程中的可能相态

（据 B.P.Tissot，1978）

（一）压实作用

压实作用是沉积物最重要的成岩作用之一。压实导致孔隙水排出，孔隙度减少，岩石体密度增加。不同岩性的压实特征不同，碳酸盐岩容易发生固结作用，压实作用影响较小；压实早期对泥岩的影响较对砂岩的更显重要，见图 4-9，0～2 000m 范围内页岩孔隙度随深度的变化速率很快，而砂岩则基本稳定。

压实作用如何排出孔隙流体？对于一套地层，当其中的流体压力为静水压力时，我们称之为压实平衡。如果在这样一个已达到压实平衡的层序之上又新沉积了一个体密度为 ρ_{b0}、厚度为 L_0 的薄沉积层，新沉积物的负荷会使下伏地层进一步压实，此时颗粒要重新紧缩排列，孔隙体积要缩小。就在这些变化的瞬间，孔隙流体就要承受部分上覆负荷压力，结果使孔隙流体产生了超过静水

压力的剩余压力。正是在剩余压力作用下，孔隙流体得以排出，当排出一定量后，孔隙流体压力又恢复为静水压力。随着上覆地层的不断增加，孔隙流体压力持续出现瞬间剩余压力与正常压力的交替变化，从而不断把孔隙中的流体排出，孔隙体积不断减小。

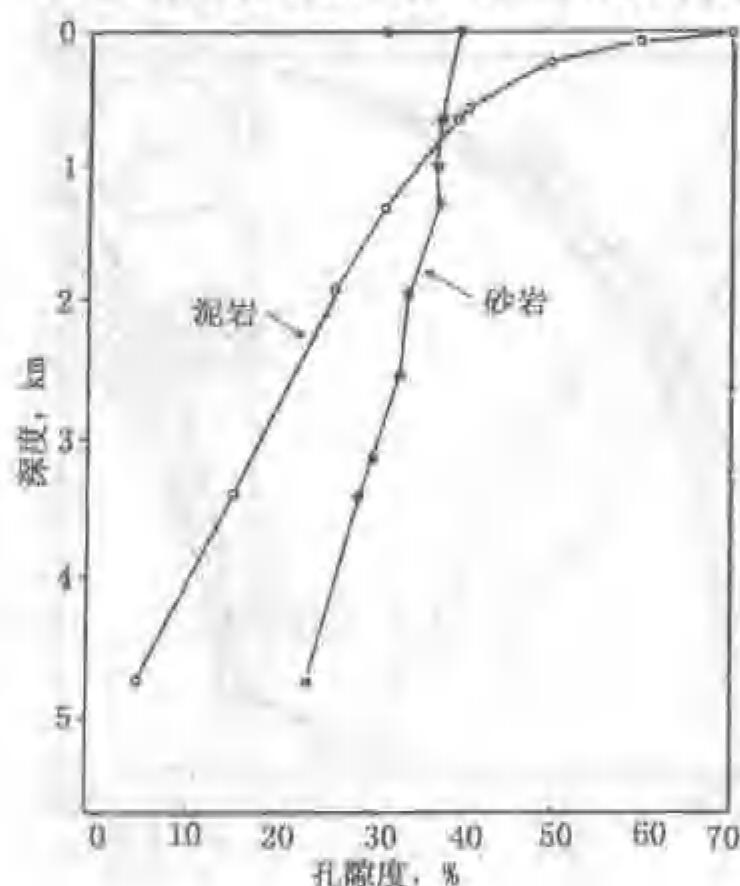


图 4-9 泥岩与砂岩压实特征比较
（据 Stuart，1970）

剩余流体压力的大小等于上覆新沉积物的负荷与孔隙水的静水压力之差

$$\mathrm{d}p_{\mathrm{L}} = (\rho_{\mathrm{b0}} - \rho_{\mathrm{w}})g \cdot L_0 \quad (4-5)$$

式中 $\mathrm{d}p_{\mathrm{L}}$——剩余流体压力；

ρ_{b0}——新沉积的 L_0 沉积层的密度；

ρ_{w}——地层水的密度；

L_0——新沉积的沉积层的厚度；

g——重力加速度。

对于新沉积物横向厚度均等时，横向剩余压力相等，均为

$$\mathrm{d}p_{\mathrm{L}} = (\rho_{\mathrm{b0}} - \rho_{\mathrm{w}})gL_0 \quad (4-6)$$

不存在横向剩余流体压力梯度，只存在垂向剩余压力梯度

$$\mathrm{d}p_{\mathrm{L}}/\mathrm{d}H = [(\rho_{\mathrm{b0}} - \rho_{\mathrm{w}})gL_0]/L_0 = (\rho_{\mathrm{b0}} - \rho_{\mathrm{w}})g \quad (4-7)$$

这种情况下，压实流体的流动方向为垂直向上。当新沉积层横向厚度有变化时，则剩余压力横向上也有变化，例如楔状沉积物，如图 4-10，厚度 L_0 与厚度 H_0 两点垂向剩余压力梯度均为（$\rho_{\mathrm{b0}} - \rho_{\mathrm{w}}$）$g$，同时，两点间的距离为 x，则存在横向压力梯度

$$\begin{aligned}\mathrm{d}p/\mathrm{d}x &= [\mathrm{d}p_{\mathrm{L}} - dp_{\mathrm{H}}]/x \\ &= [(\rho_{\mathrm{b0}} - \rho_{\mathrm{w}}) \cdot g \cdot L_0 - (\rho_{\mathrm{b0}} - \rho_{\mathrm{w}}) \cdot g \cdot H_0]/x \\ &= (\rho_{\mathrm{b0}} - \rho_{\mathrm{w}}) \cdot g \cdot (L_0 - H_0)/x \quad (4-8)\end{aligned}$$

在这种情况下，压实流体不仅在垂向上由深部向浅部运移，同时在横向上也发生由比较厚的点向比较薄的点运移。这种厚度变化现象常出现在由盆地中心向盆地边缘的过渡带。因此，压实流体常常是从盆地中心向盆地边缘运移。

在砂泥岩互层剖面中，由于压实使泥岩孔隙度减小得比砂岩快，即在相同负荷下泥岩比砂岩排出流体多，这样泥岩孔隙流体所产生的瞬间剩余压力比砂岩的大，因此，流体的运移方向是由页岩到砂岩。尽管砂岩同样要被压实，但由于所产生的瞬间剩余压力比上下泥岩的小，其压实流体不能进入泥岩，只能在砂岩层中做侧向运移（图 4-11）。当然，正如图 4-10 所示，如果泥岩存在厚度差异，其压实流体也可做侧向运移。

综上所述，对于一个碎屑岩沉积盆地，从微观上看，压实流体总是由泥岩向砂岩运移，从宏观上看，压实流体总是由深部向浅部、由盆地中心向盆地边缘运移。

（二）欠压实作用

泥质岩类在压实过程中由于压实流体排出受阻或来不及排出，孔隙体积不能随上覆负荷增加而减小，导致孔隙流体承受了部分上覆沉积负荷，出现孔隙流体压力高于其相应的静水压力的现象称欠压实现象。

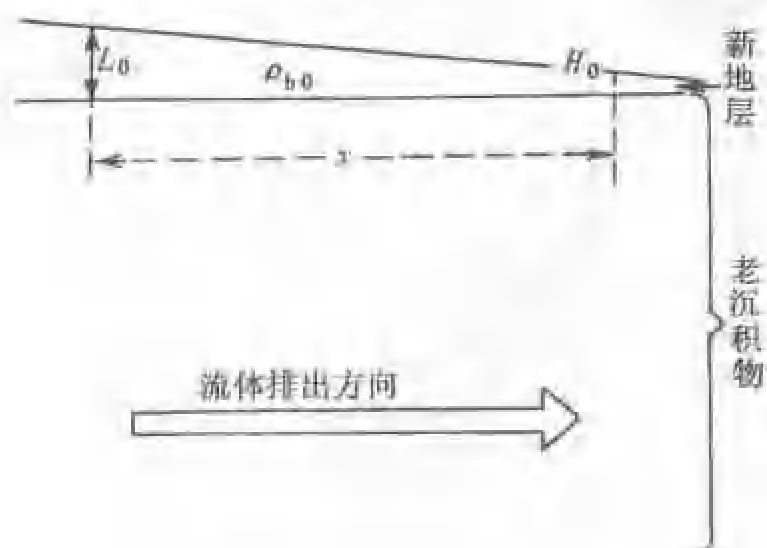


图 4－10　在楔状沉积物负荷下压实流体的排出方向（据 Magara，1977）

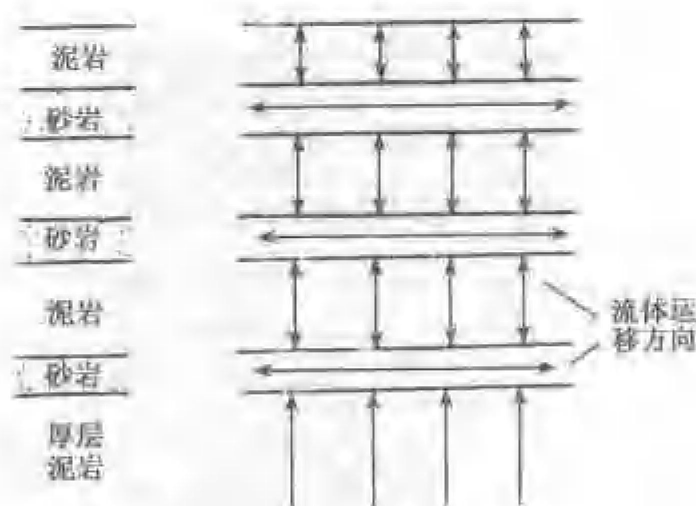


图 4－11　砂泥岩互层剖面中压实流体的运移方向

由于欠压实泥岩孔隙中存在剩余压力，它具有驱动孔隙流体向低剩余压力方向运移的潜势，特别是当欠压实程度进一步强化，孔隙压力超过泥岩的承受强度，则会出现泥岩破裂，结果超压流体会通过泥岩微裂缝涌出，达到排液目的。随着流体排出，孔隙超压被释放、泥岩回到正常压实状态。

在欠压实带，沉积物的负荷压力是由岩石颗粒和孔隙流体共同承担的，因此颗粒有效支撑应力与孔隙流体压力呈消长关系。欠压实带的孔隙度变化与孔隙流体压力和颗粒有效支撑应力的关系可用图 4－12 表示。

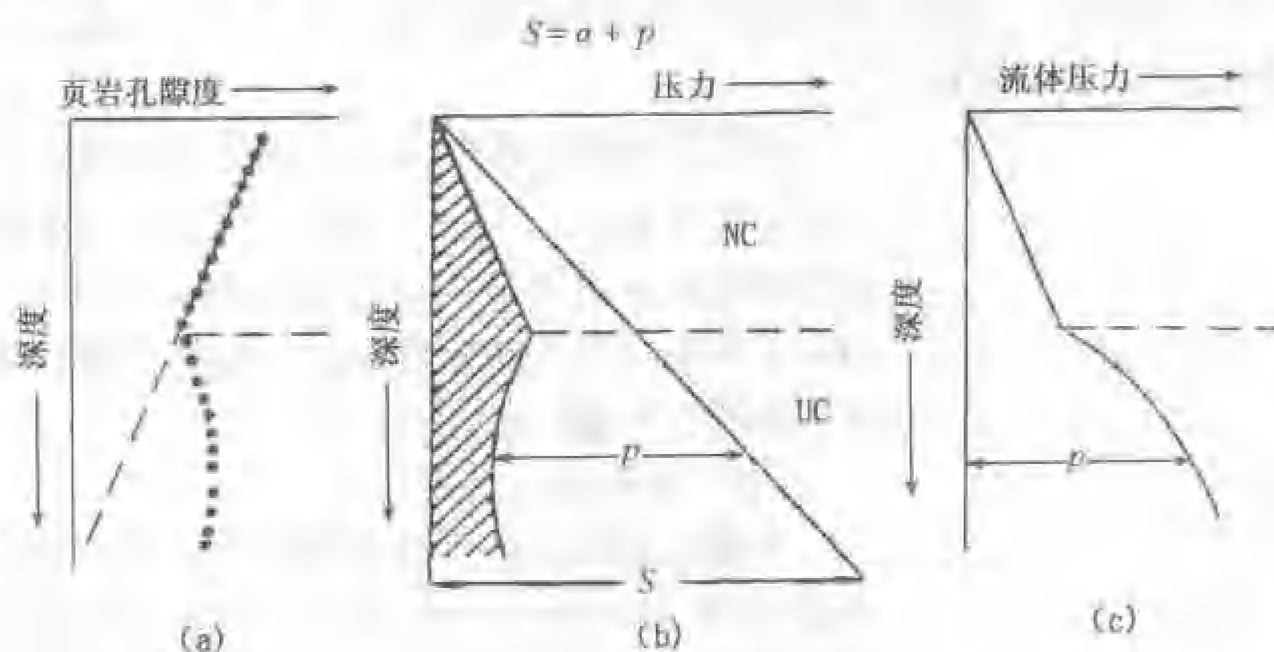


图 4－12　正常压实带（NC）和欠压实带（UC）上覆沉积物负荷压力（S）、流体压力（p）及颗粒支撑的有效应力（σ）关系图（据 Magara，1978）

欠压实带中异常高压驱动油气水的排出方向是从欠压实中心向上下排出的。图 4－13 表示欠压实段中剩余孔隙流体压力及孔隙度的垂向分布示意图。图中的 Δp_a 表示剩余流体压力值，Δp_{amax}表示最大剩余压力值。流体排出的方向由最大剩余压力点向上下运移。

（三）蒙脱石脱水作用

蒙脱石是一种膨胀性粘土，结构水较多，一般含有四个或四个以上的水分子层，这些水分按体积计算可占整个矿物的 50％，按重量计可占 22％。这些结构水在压实和热力作用下

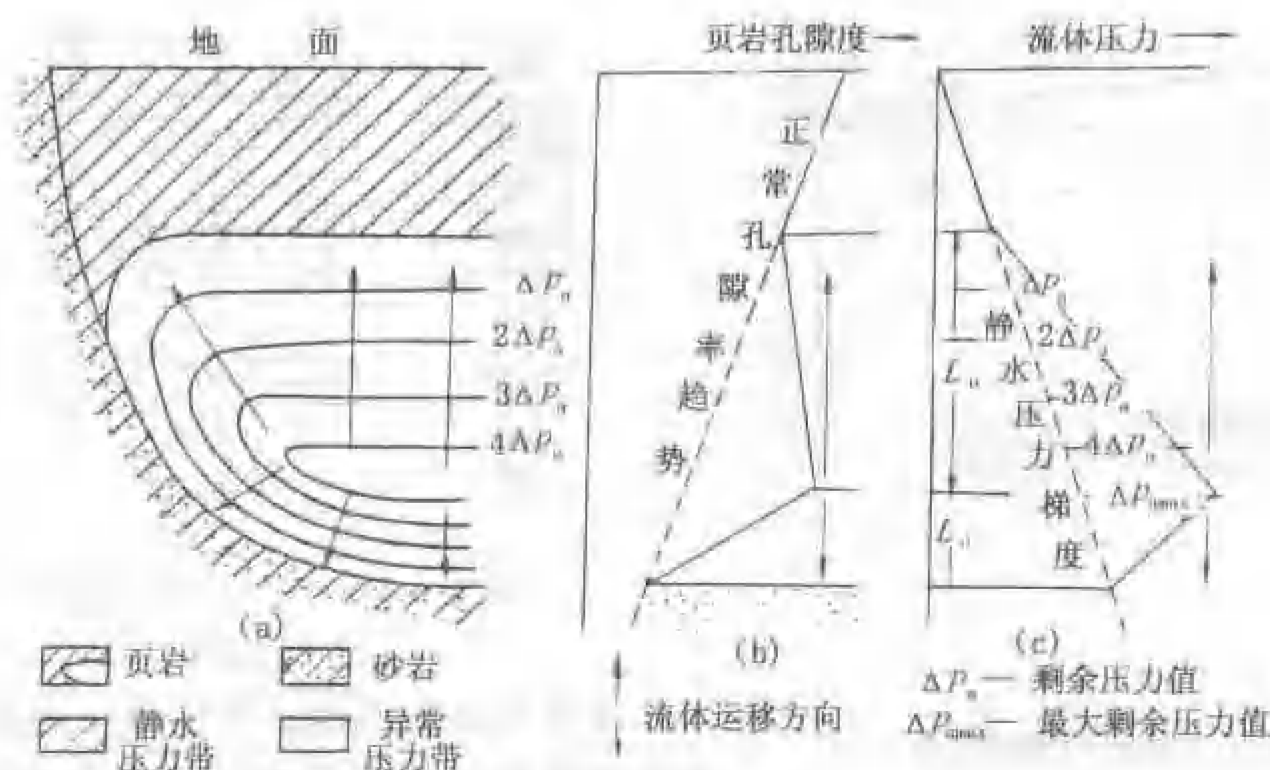


图 4-13 欠压实带中流体的排出方向
（据 Magara，1968）

会有部分甚至全部成为孔隙水，这些新增的流体必然要排挤孔隙原有的流体，从而起到排烃作用。

在蒙脱石脱水过程中，其矿物性质也随着改变，最终蒙脱石转变为伊利石。这一过程与温压条件有关。图 4-14 表示墨西哥湾沿岸一口井中膨胀型粘土（大部分是蒙脱石）含量随埋藏深度加大而不断减少，蒙脱石矿物转化率增加较快的深度大约是 3 200m（10500ft）。这个深度的温度约为 93.3℃（200°F）。

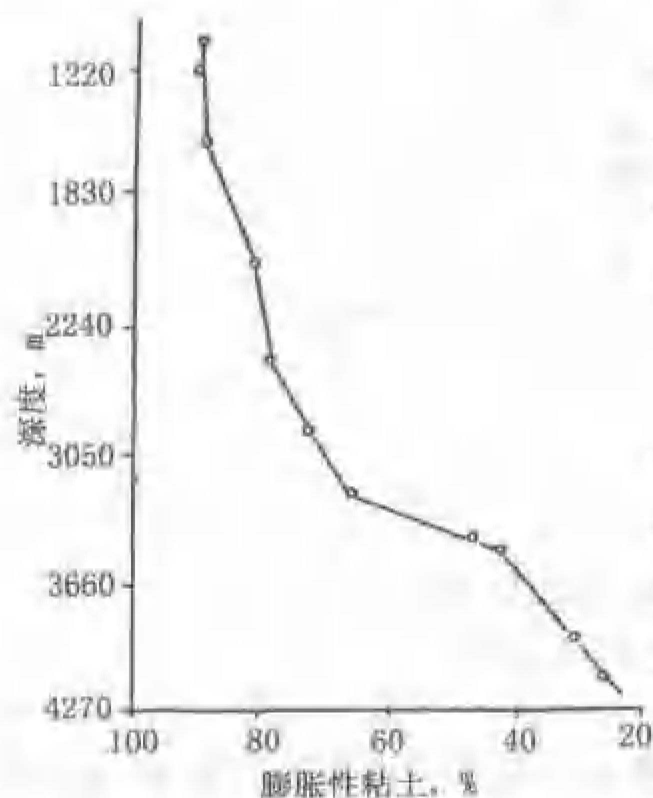


图 4-14 膨胀型粘土（蒙脱石）向非膨胀型粘土（伊利石）转化的数量随深度增加的曲线
（据 Schmidt，1978）

在泥岩排液困难情况下，蒙脱石的脱水作用很容易产生孔隙异常高压。Bruce（1984）的研究成果证明蒙脱石脱水有利于流体异常压力的形成，图 4-15 表示的是 A、B 两口井的地层压力突变带都位于蒙脱石转化带内，阴影区表示蒙脱石大量转化区间。

（四）有机质的生烃作用

干酪根成熟后能生成大量油气（包括水）。这些油气（包括水）的体积大大超过原干酪根本身的体积，这些不断新生的流体进入孔隙中，必然不断排挤孔隙已存在的流体，驱替原有流体向外排出。当流体不能及时排出时，则会导致孔隙流体压力增大、出现异常压力排烃作用。

Harwood（1977）计算过，有机碳含量为 1% 的烃源岩，所生流体的净增体积大约是 0.15～0.18t/（m^2·m）[34～39bbl/（acre·ft）]，相当于孔隙度为 10% 的页岩总孔隙体积的 4.5%～5%[35]，由此将引起孔隙流体压力大幅度增加。

因此，烃源岩生烃过程也孕育了排烃的动力。由此也可推断，石油的生成与运移是一个必然的连续过程。

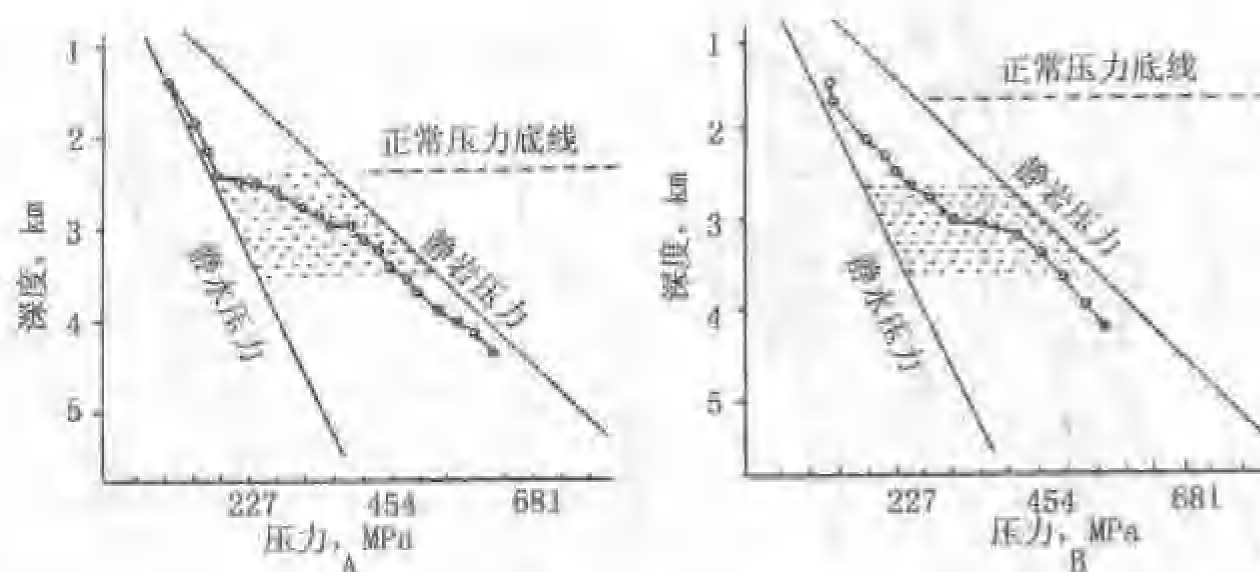


图 4－15　蒙脱石脱水与流体异常压力的关系
（据 Bruce，1984）

（五）流体热增压作用：

当泥岩埋藏比较深，其可压实的比例逐渐减小，压实流体的运动也随之减弱。但是，此时地层温度增加，流体发生膨胀，这种膨胀使泥岩层内压力增加，从而促进流体运动。在大多数沉积盆地中，地下温度随埋藏深度的增加而增高，导致流体热膨胀，促使热液流体的运动。

图 4－16 是水的压力—温度—密度图。图中纵坐标代表压力，横坐标代表温度（℃或℉）。水的密度值（g/cm^3）用等密度线表示，与三个地温梯度线（25℃/km，18℃/km，36℃/km）相交叉重叠在图上。地温梯度线与等密度线相交，交点的密度值由于压力的增加（或埋藏深度增加）而减小（比容增大）。即水随温度增加而膨胀，其膨胀数量可以根据图推算出来。例如，地温梯度是 25℃/km 时，水的比容从压力为 0 时的 $1cm^3/g$ 增加到压力为 80MPa 时的 $1.1cm^3/g$，后一个压力相当于 7 708m（25 000ft）的埋藏深度。换言之，当埋藏到 7708m 时，水的体积膨胀了 10%，这是一个很大的数量。

不同地区，地温梯度不同，水的膨胀情况也不同，可用图 4－17 表示。该图表示在三个地温梯度下，水的膨胀情况，纵坐标代表水的比容（cm^3/g），横坐标表示深度（ft）。例如，在 6 096m（20 000ft）的深度，地温梯度为 18℃/km 时，水发生的膨胀约为 3%；地温梯度为 25℃/km 时，水膨胀约为 7%；地温梯度为 36℃/km 时，水膨胀约为 15%。

上述情况说明：随着地温梯度的增加，水的比容增大，而地温梯度的大小又常与埋藏深度成正比。因此，随埋藏深度的增加，水的比容也增大，水的这种膨胀将促使流体在地下深处运移，当然也有助于烃类的运移。

在砂泥岩剖面中，砂、泥岩孔隙中的流体都会发生热增容（压）效应，但是由于砂岩渗透性好，本身是一个相对开放的子系统，因此砂岩内往往不会导致压力的异常升高，而泥岩不同，流体往往排泄不畅，容易产生异常高压，因此，泥岩中的流体总是向砂岩运移。从宏观上看，水热增压作用促使流体运动的方向，是从地温高的地区向地温低的地区运动，即从深处向浅处，从沉积盆地的中心向边缘运移。这个运移方向与由于沉积物压实作用引起的流体运移方向是一致的。

当烃源岩层处于欠压实状态时，由于欠压实段有异常高的孔隙度及孔隙水含量，这不利于地下深处的热流向上传导，因为水的热导率较低。结果，欠压实地层往往具有异常高的地温。这种异常高的地温及异常大的水体积，必然表现出更大的热膨胀体积。因此，欠压实段

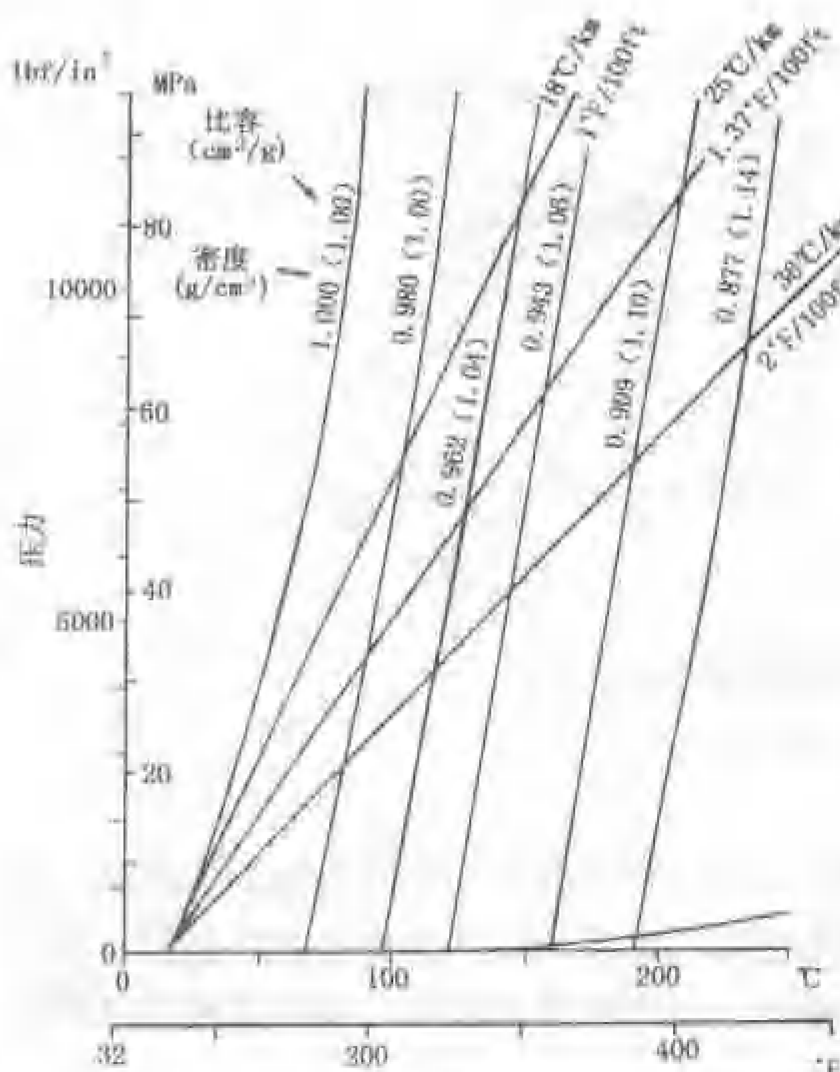


图 4-16 水的压力—温度—密度（比容）的关系曲线（据 Barker，1978）

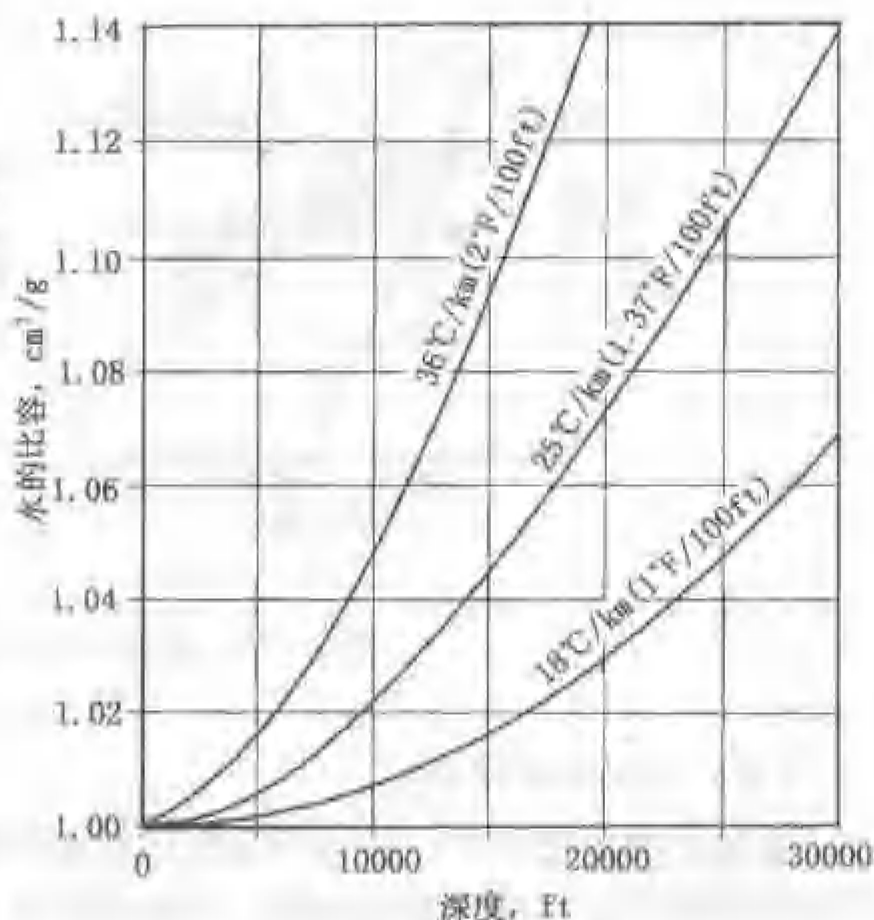


图 4-17 正常压力带的三个地温梯度（36℃/km，25℃/km，18℃/km）情况下，水的比容与深度关系（据 Magara，1978）

的热增压现象较正常压实段更明显。同样，烃源岩在演化过程中有新生流体（如粘土矿物的脱水、有机质的生烃）进入孔隙，这种热增压现象会更突出。

（六）渗析作用

渗析作用是在渗透压差作用下流体会通过半透膜从盐度低向盐度高方向运移，直到浓度差消失为止（图 4-18）。

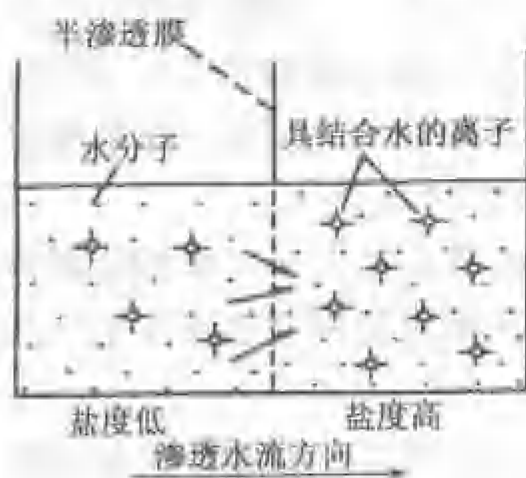


图 4-18 渗析作用示意图

含盐量差别越大，产生的渗透压差也越大。根据 P.H.Jones（1967）计算表明，页岩与砂岩盐度相差 $50\,000 \times 10^{-6}$时，可产生 4.25MPa 的渗透压差，如果两者相差 $150\,000 \times 10^{-6}$，则可产生 22.7MPa 的渗透压差。

在压实沉积盆地中，地层水的含盐量随深度和压实作用的增加而增加。由于盐离子易被页岩吸附过滤，页岩孔隙水的盐度常比砂岩孔隙水的高。图 4-19（a）、（b）、（c）表示含盐量—页（泥）岩孔隙度—流体压力之间的关系。从图中可以看出，页（泥）岩中水的含盐量与孔隙度成反比关系，即：含盐量增加，则孔隙度减小。因此，含盐量从每层页（泥）岩的中间部分向边部增高。含盐量与渗透压力之间也成反比关系，即：含盐量高则渗透压力低；反之，含盐量低则渗透压力高。因此，渗透流体运动的方向，是从含盐量低的部分流向含盐量高的部分，如图 4-19（c）箭头所指的方向。所以渗析作用能促进烃类从页（泥）岩向砂岩运移，是烃类初次运移的动力之一。

（七）其他作用

油气初次运移的动力还有构造应力作用、毛细管压力、扩散作用、碳酸盐岩固结和重结晶作用等。

构造应力作用能导致岩石产生微裂缝系统，这有利于岩石和有机质吸附烃的解吸作用（索洛维耶夫和阿穆尔斯基，1983；戈洛莫，1983），特别是对于岩性致密的烃源岩以及煤系烃源岩的排烃有重要作用。另一方面，侧向构造挤压力在导致地层变形过程中，也会有应力传递到孔隙流体上，从而促使流体运移。

毛细管压力的作用一般都表现为阻力，仅在烃源层与储集层（运载层）的界面处才表现为动力，由于烃源岩孔喉较小，储集层孔喉较大，两者间存在毛细管压力差，其合力的方向指向孔喉较大的一侧，即储集层方向，从而推动油气向储集层排出。

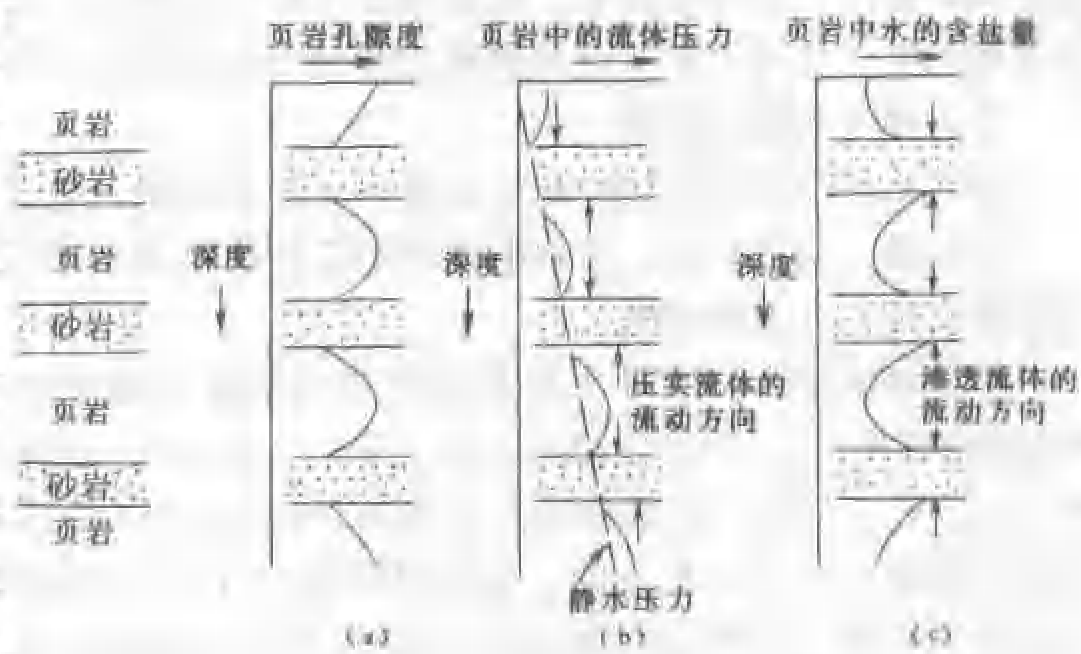


图 4－19　砂泥岩间互层层组中，泥岩的孔隙度、流体压力和孔隙水含盐量的分布特征（据 Magara，1978）

固结和重结晶作用是碳酸盐岩烃源岩排烃的重要动力。固结和重结晶作用能使碳酸盐岩孔隙变小，促使已存在于孔隙中的油气压力增加，最终导致岩石破裂，油气被排出。

扩散作用在岩性致密和高压地层中对天然气的运移有重要作用。在致密或异常高压地层中，流体渗滤运移比较困难，但天然气可在浓度梯度的驱动下进行分子扩散。

（八）烃源岩排烃动力演变

由上可见，促使油气初次运移的动力多种多样，但需要强调的是，在烃源岩有机质热演化生烃过程的不同阶段，其主要排烃动力有差异，即上述诸作用力的作用时间及作用大小是不同的。总体来讲，在中—浅层，压实作用为主要动力，在中—深层，异常压力为主要动力。由于油气大量生成主要发生在中—深层，因此，异常压力更显得重要。下面仅以泥质烃源岩为例，分析排烃动力的演变（表 4－3）。

表 4－3　泥质烃源岩不同阶段的排烃动力

埋藏深度，m	温度，℃	有机质热演化阶段	油气运移动力
0～1 500	10～50	未　熟	正常压实、渗析、扩散
1 500～4 000	50～150	成　熟	正常压实—欠压实、蒙脱石脱水、有机质生烃、流体热增压、渗析、扩散
4 000～7 000	150～250	高成熟—过成熟	有机质生气、气体热增压、扩散

在烃源层成岩作用阶段，孔隙度较高，原生孔隙水较多，主要形成生物化学气及少量的低熟—未熟石油。这一阶段，烃源岩以压实作用为主，因此所生成的油气在压实水的作用下

被排挤出烃源层。在成熟作用的初期，大量原生孔隙水被排出后，泥岩的孔径和渗透率变小，流体渗流受阻。这时，有机质开始生烃，蒙脱石大量脱水，因此这一阶段欠压实作用、有机质生烃作用、蒙脱石脱水作用以及受温度影响的油气水热增压作用并驾齐驱，迫使油气水排出烃源层。至成熟作用中期，有机质进入生油高峰时期，同时也是粘土矿物脱水的第二个阶段，大量新生流体（油、气、水）不断进入孔隙，导致孔隙压力不断增加形成孔隙异常压力，当其压力超过烃源岩骨架强度时，就会产生微裂缝，在内部异常高压推动下油气水不断涌出烃源岩。在高成熟期，有机质进入生气高峰期，这一时期烃源岩相对致密，油气的排出主要是由于气体的生成以及热膨胀作用导致的异常压力的结果。

三、初次运移的途径

油气从烃源层向储集层运移的途径主要有孔隙、微层理面和微裂缝。

在未熟—低熟阶段，运移的途径主要是孔隙和微层理面；但是在成熟—过成熟阶段油气运移的途径主要是微裂缝。

异常高流体压力能导致烃源岩形成微裂缝的观点已被人们普遍接受（Snarsky，1962；Hubbert 和 Willis，1973；Momper，1978）。Snarsky（1962）认为当流体压力超过静水压力的 1.42～2.4 倍时，岩石就会产生裂隙。Momper（1978）认为在松软地层中流体压力只要达到上覆静岩压力的 80％时，就能打开原有近水平的脆弱面（例如层理、裂隙），并形成新的垂直微裂缝。这种微裂缝具有周期性开启与闭合的特点（Rouchet，1981；Ungerer 等，1983）。Rouchet（1981）指出，当裂隙周围介质的孔隙压力等于裂隙中的孔隙压力时，裂隙可长时期保持开启；当周围介质孔隙流体压力低于裂隙中的初始压力，这类裂隙会由于其流体渗流到周围的孔隙中而迅速闭合。Ungerer 等（1983）的研究结果也表明，在微裂缝张开之后，原先封闭的流体就沿裂缝排出，随后在上覆地层负荷作用下裂缝闭合。此后又可建立新的高压，重复上述过程（图 4－20）。Tissot 等（1971）曾对含有固定有机组分的粘土岩进行加热、加压模拟微裂缝形成实验（图 4－21）。实线表示压力变化，虚线表示排气量。开始的机械压力为 44MPa，加热时可驱出的 N_2 量甚微，直到压力增加到 54MPa 时，粘土岩开始破裂，产生微裂缝，相应地驱出的 N_2 量急剧增加，同时，压力开始释放。

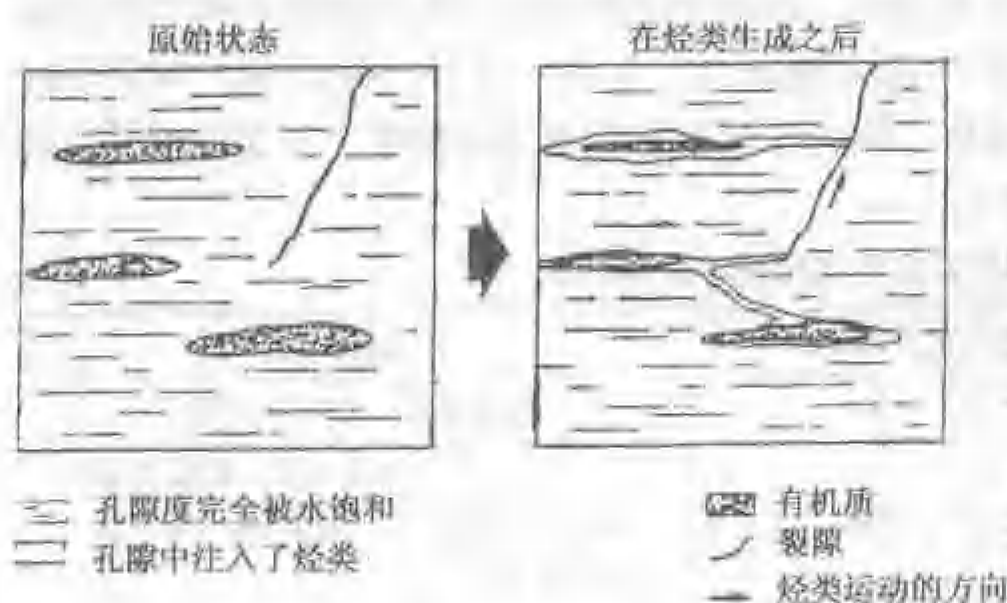


图 4－20　干酪根生成烃类过程中，微裂缝的形成与烃类的注入（据 Ungerer 等，1983）

四、油气初次运移模式

油气初次运移可以归纳为三个模式：正常压实排烃模式、异常压力排烃模式、扩散模式。三者在运移相态、动力、途径（通道）等方面均有差异，可分别用来描述不同演化阶段烃源岩的排烃特点。

（一）未熟—低熟阶段正常压实排烃模式

在未熟—低熟阶段，烃源层埋深不大，生成油气的数量少，烃源岩孔隙水较多，渗透率相对较高，部分油气可以溶解在水中呈水溶状态，部分可呈分散的游离油气滴，在压实作用下，随压实水流，通过烃源岩孔隙运移到储集层中。这一模式是基于压实作用对烃源岩排液的影响而提出的。

（二）成熟—过成熟阶段异常压力排烃模式

在成熟—过成熟阶段，烃源层已被压实，孔隙水较少，渗透率较低，烃源岩排液不畅，有机质大量生成油气，孔隙水不足以完全溶解所有油气，大量油气呈游离状态。同时，欠压实作用、蒙脱石脱水作用，有机质生烃作用以及热增压作用等各种因素导致孔隙流体压力不断增加形成流体异常高压，成为排烃的主要动力。

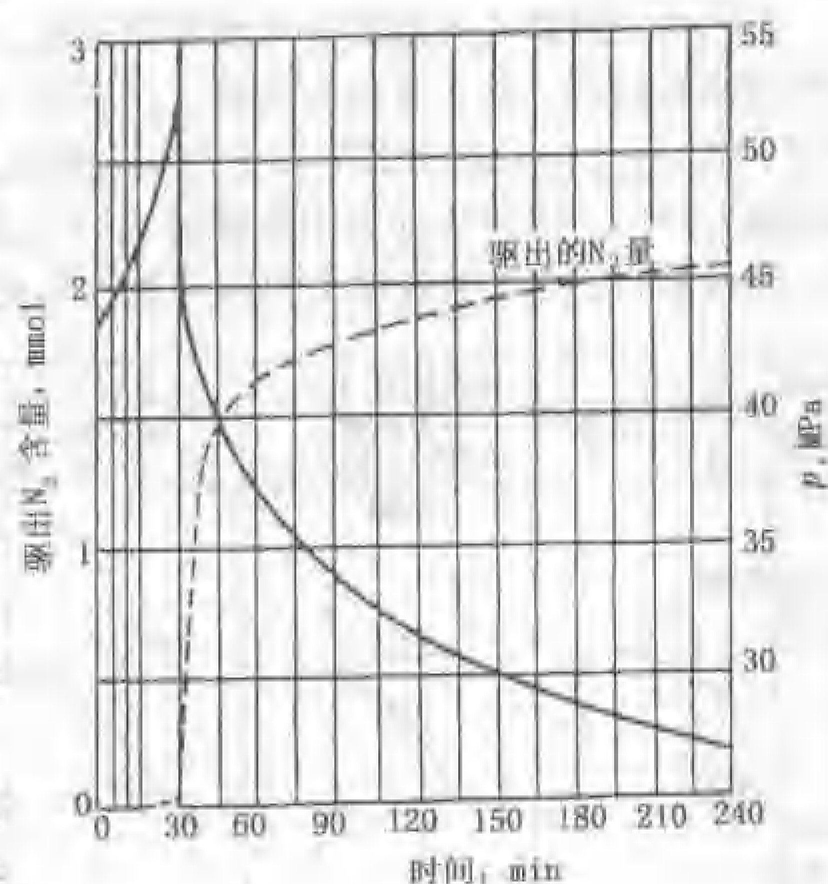


图 4－21　含有有机质粘土加压实验，表示微裂缝对油气运移的影响（据 Tissot 等，1971）

异常压力排烃存在两个相互联系和转化的过程（阶段）：

当生油岩孔隙网络内部建立起的压力增高还不足以引起岩石产生微裂缝时，如果孔隙喉道不太窄，或因为存在着连续的有机相和有干酪根三维网络而使得毛细管压力并不太大，那么，油气就可以从生油岩中慢慢驱出，不需要裂缝存在。在这种情况下，油气在异常压力作用下被驱动应是一个连续的过程。

当孔隙流体压力很高而导致烃源岩产生微裂缝，这些微裂缝与孔隙连接，则形成微裂缝—孔隙系统。在异常高压驱动下，油气水通过微裂缝—孔隙系统向烃源岩外涌出。当排出部分流体后压力下降，微裂缝闭合。待压力恢复升高和微裂缝重新开启后，又发生新的涌流。因此，这一阶段是油气水以一种间歇式、脉冲式（不连续）方式进行的混相涌流。

上述连续油气相运移过程和脉冲式不连续混相运移过程是异常压力增高过程中的两个阶段，两者可以相互转化，周期性发生。

（三）轻烃扩散辅助运移模式

轻烃，特别是气态烃，具有较强的扩散能力。由于扩散作用是一种分子运移行为，因此与体积流相比，效率较低，但在源岩中轻烃扩散具有普遍性。

许多学者认为，气体依靠扩散进行的初次运移，只发生在烃源层内比较短的距离中（Hunt，1979；Barker，1980；Leythaeuser，1982）。气体通过短距离的扩散进入最近的输导层面、裂缝系统、断层和所夹的粉砂岩透镜体中后，即转变为其他方式进一步运移到储集层中。因此，轻烃的扩散可以作为一种辅助运移模式。但是，对于非常致密的深层储集层，或者处于流体异常高压状态的地层，流体的渗流几乎不可能进行，这时，天然气的扩散作用则显得更为重要。

五、烃源岩有效排烃厚度

烃源岩所生成的油气，由于受到各种因素的制约（例如烃源岩厚度很大、渗透率很小、排烃动力不足等），并不是全部都能运出烃源层，例如前面已提过的图 4－7，它表示阿尔及利亚地区的储集层上覆志留系页岩生油岩中，烃类、胶质、沥青质的含量随远离储集层而逐渐增加的现象。从图中可以看出，只有与储集层相接触的一定距离内生油层中的烃类才能排出来，这段厚度就是生油层排烃的有效厚度。在该实例中生油层有效排烃厚度约为 28m（上、下距储集层各 14m）。

不同地区烃源岩有效排烃厚度有所不同。我国渤海湾盆地黄骅拗陷板桥生油凹陷中，属三角洲体系的生、储、盖组合关系，以侧变式和旋回式为主要形式，生油层连续厚度小，一般为100m左右，比较有利于油气的初次运移。因此，在生油层泥岩中未发现活跃的、大数量的油气显示，说明生油岩中生成的油气大部分经初次运移已排出生油层进入储集层。但是，通过对岩心含沥青化学资料的分析，仍发现生油层中总烃/有机碳、氯仿沥青"A"/有机碳、饱和烃/芳香烃等数值的变化，愈接近储集层其含量愈低；取样层厚50m，其值降低50%，如图4－22所示。

图4－22　黄骅拗陷板桥地区板870井生油岩沥青化学指标与储集层距离的关系（据大港油田）

沧东凹陷孔店组上部生油层的情况则与板桥地区不同。孔店组上部为厚约500m的暗色泥岩夹薄层石膏，录井中油气显示井段长达100m以上，油气均分散在泥岩与石膏层的层理面上。歧口凹陷周清庄地区下第三系沙河街组第一段下部至东营组第二段为厚约700m的暗色泥岩，是良好的生油层；录井中在泥岩层见活跃的气测异常，气测值比背景值高出10倍以上。这些情况都说明，由于生油层连续厚度太大，远离储集层，油气初次运移的输导条件差，致使生油层中生成的油气没有通过初次运移充分排出，仍保留在原有的生油岩中。

因此，在评价生油岩时，可根据排烃效果，区分有效生油岩层与死生油岩层。前者指生油岩不仅已经产生油气，而且排驱了有商业价值的油气；后者指尽管生油岩已经形成油气，但由于各种原因，所生油气没有排驱到储集层中，而是被圈死在烃源层中。

由此可以看出，最优越的生油层是与储集层呈互层关系的生油层。那些过厚的块状泥岩生油层并不是最有利的，其中会有相当一部分厚度对初次运移排油无效，即它们所生成的烃类是排不出来的。建立生油层排烃有效厚度的概念，可以使我们能更切合实际地进行油气资源的评价，把排烃无效的厚度去掉。

第3节　石油和天然气的二次运移

石油和天然气进入储集层以后的一切运移，都称为二次运移。它包括油气在储集层内部的运移，以及油气沿断层或不整合面等通道所进行的运移，也包括已经形成的油气藏由于圈闭条件的改变，引起油气再运移而导致油气藏的调整和破坏过程。二次运移是初次运移的继续。

二次运移环境较初次运移环境改变较大，储集层往往具有比烃源层更大的孔隙空间，孔隙度和渗透率较大，自由水多，毛细管阻力较小，温度、压力和盐度较低。这些条件的改变，必然影响到油气在其中的运移特点。

一、二次运移的相态

目前普遍认为石油在二次运移中主要呈游离相，天然气可呈游离相和水溶相。

二次运移的不同时期游离相石油的相态有所差异。在初期，油粒较小，显微的和亚显微的油粒比较多。随着运移过程发展，这些分散的小油粒逐渐相连，最终形成连续的油珠或油条进行运移。

油气在二次运移过程中由于温压条件的改变，也会发生相态变化，例如溶解在石油或水中的天然气，从深层运移至浅层，或地层抬升后由于温压的降低会从石油或水中释出，成为独立的气相；深层以气溶相运移的石油，运移至浅层也会发生凝析作用而转变为油相。

二、油气二次运移的主要动力

促使油气二次运移的因素和动力甚多，但是，可归结为如下三个方面。

（一）浮力

石油和天然气的密度比水小，因此游离相的油气在水中存在浮力，浮力的大小与油气密度和体积有关。例如，油相的浮力为

$$F = V(\rho_w - \rho_o)g \tag{4-9}$$

式中 F——浮力；

V——油相体积；

g——重力加速度；

ρ_w——水的密度；

ρ_o——石油的密度。

浮力的方向垂直向上。在水平地层条件下，油气垂直向上运移至储盖层界面；在地层倾斜情况下，油气则沿地层上倾方向运移。

油气在运移过程中必须首先克服毛细管阻力，如图 4－23 所示。毛细管阻力与浮力相对抗，直到变形的油珠的曲率半径在上端与下端相等，才能在浮力作用下向上运移。也就是在这一过程中，只有浮力大于毛细管阻力油气才能移动，可用下式表示

$$V(\rho_w - \rho_o)g > 2\sigma(1/r_t - 1/r_p) \tag{4-10}$$

式中 V——油相体积；

σ——油水界面张力；

r_t——孔隙的喉道半径；

r_p——孔隙的半径；

g——重力加速度；

ρ_w——水的密度；

ρ_o——油的密度。

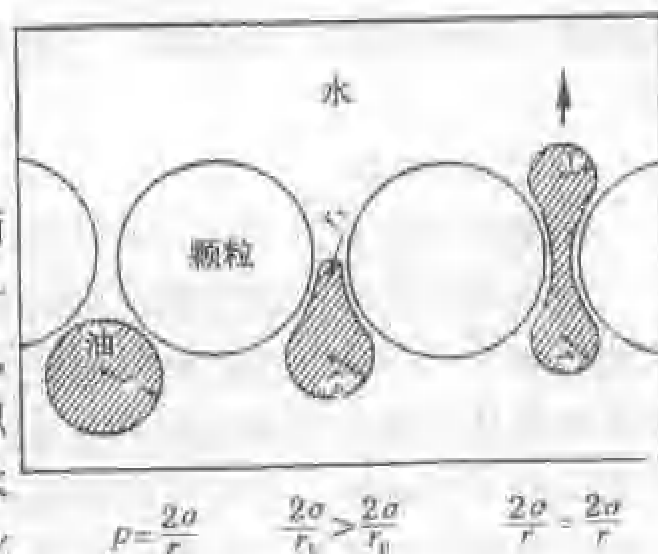


图 4－23 一滴油珠在水润湿的地下环境中通过孔隙喉道运移（据 Berg，1975）

关于这个问题，美国学者奇尔曼.A.希尔所作的简单实验，能够得到有力的说明。图 4－24 所表示的是一个长方形盒子的前视图，该盒子长约 1.83m，厚约 10cm，宽约 30cm，内装满浸水的砂子，正面为透明玻璃，用以观察浮力的作用。图（a）（第一阶段）：将三堆油注入水浸砂中，每堆油大小约 10cm，各据一方，互不连接。此时由于油堆体积不大，浮力不足，阻力阻止了油滴向上浮起，停滞不动。图（b）（第二阶段）：又加入了一些油，使三堆油互相连接汇合。此时可见，其上部有指状油流开始向上浮起，此乃油堆体积增大，浮力随之增大，

足以克服阻力，而上浮运移。图（c）（第三阶段）：几小时后，整个油堆都上浮运移到盒子的顶部聚集，在下部只残留了很少很小的油滴，其直径只相当于几个孔隙大小。

如果把石油体积 V 变换成单位面积的高度，这样可得到石油运移的临界高度（Z_o）

$$Z_o = [2\sigma(1/r_t - 1/r_p)]/[(\rho_w - \rho_o)g] \qquad (4-11)$$

也就是说，石油在储集层中的聚集高度必须大于上述高度之后，才能开始运移。

Magara 根据上述公式，计算了等大小球形颗粒的不同岩性对应的石油运移临界油柱高度，如图 4－25，纵坐标表示油柱临界高度，横坐标表示颗粒直径大小；$\Delta\rho$ 为油水之间的密度差。例如，当油水之间的密度差为 0.2g/cm^3，储集层颗粒直径为 0.2mm 时，则油柱的临界高度为 1.524m（5ft），即油柱高度超过 1.524m 时，石油将在储集层内向上运移；假如储集层颗粒变细，石油为了向上运移就需要更高的油柱。

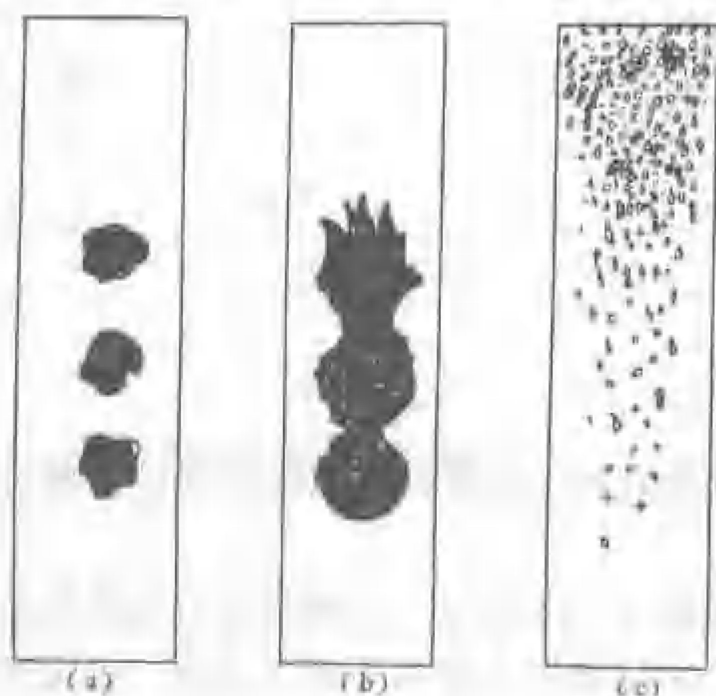


图 4－24　奇尔曼 .A. 希尔的一个实验的三个连续阶段，说明浮力的作用与油滴数量的关系
（据 A. I. Levorson）[80]

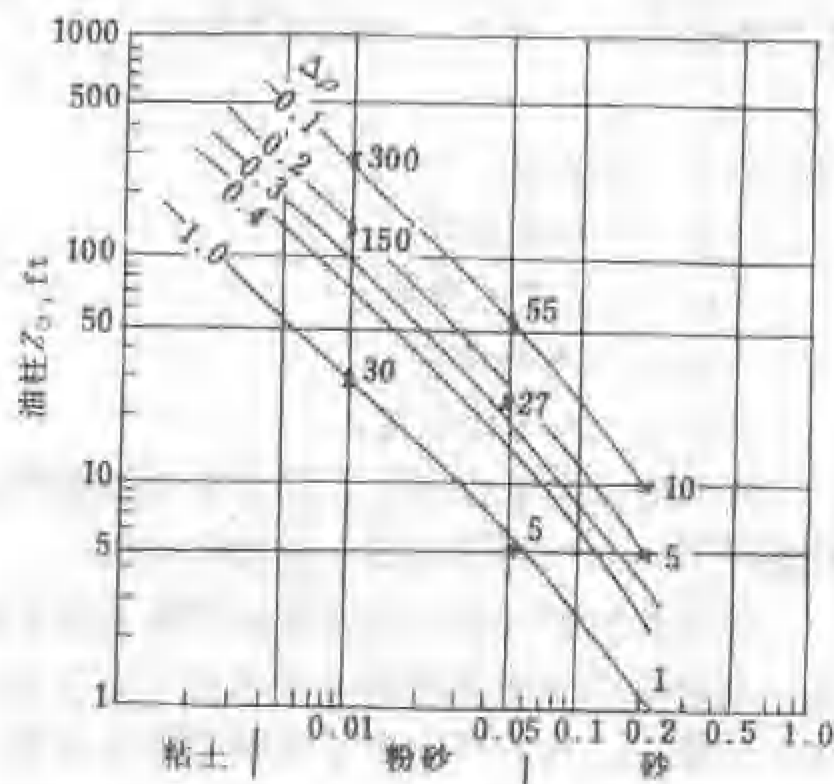


图 4－25　在相同球形颗粒呈菱形堆积的储集层中，油柱的临界高度与储集层参数之间的关系（据 Magara，1978）
1ft＝0.3048m

需要注意的是，浮力的大小与油气的相态和密度有关，不但油相和气相的浮力不同，不同深度（温压不同）的油相、气相的浮力也不同，因此，油气运移所需要的临界高度也不同。

（二）水动力

储集层内是充满水的，油气进入储集层后要受水压作用。

储集层中水的流动方向视水的来源而异。储集层内所含水的来源有沉积原生水、压实水及地表渗入水三种。从盆地的规模看，压实水流的流动方向是从盆地中心向盆地边缘，而地表渗水是从盆地边缘露头区向盆地内部流动。但在局部地区或局部构造，水的流动可以沿水平地层作水平运动，也可以沿倾斜地层向下倾或沿上倾方向运动。因此，水动力在油气运移过程中的作用是起动力或阻力作用也要看水流动方向与油气浮力方向是否一致而定。

在水平地层情况下，水动力与浮力垂直，油（气）体上浮至输导层顶部被盖层所封闭后，如果水动力大于毛细管阻力时，油气则沿水动力方向运移（图 4－26）。

Poulet（1968）计算了在水平储集层中水动力的驱动能力。假设颗粒半径中值一定

(0.5mm)，油（0.875g/cm³）和水（1.07g/cm³）的密度差一定，界面张力一定（40℃时 40×10^{-5}N/cm），0.5×10^{-5}N·cm⁻²·m⁻¹的水压梯度可使140m的油条发生运动。如果储集层的渗透率为1μm²，孔隙度为25%，则0.5×10^{-5}N·cm⁻²·m⁻¹的水压梯度可使粘度为1×10^{-3}Pa·s的水每年流动60cm[27]。

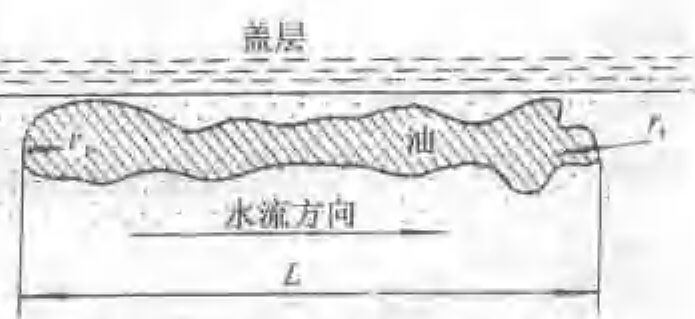


图4-26 水平地层中油气在水动力推动下的运移

在地层倾斜情况下，存在水动力沿地层下倾上倾方向两种情况，其作用也表现为阻力和动力两种结果，如图4-27所示，在地层上倾方向与水流方向相同的背斜一翼，水动力方向与浮力方向一致，即水力起动力作用；而在背斜的另一翼，水动力方向与浮力方向相反，即水动力向下，浮力向上，水力起阻力作用。

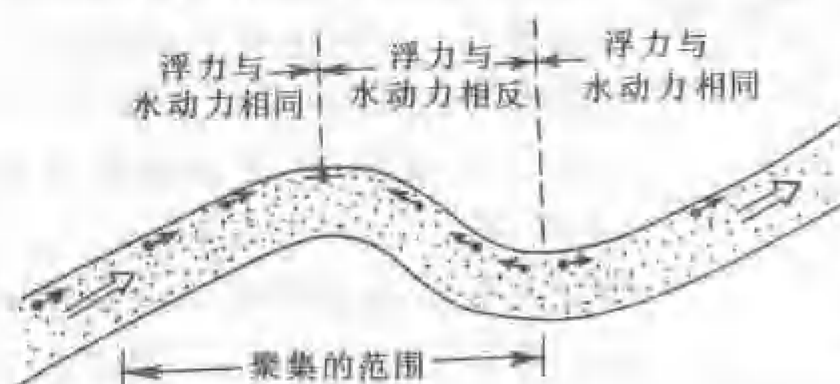


图4-27 背斜地层中水动力与浮力的配合情况及油气运移方向

无论各点的绝对地层压力如何，水的流动方向总是从折算压力高向折算压力低的方向流动。图4-28表示储集层供、泄水区的海拔高程不同，测压面呈倾斜状，因而折算压力都沿测压面倾斜方向有规律地递减，水是从供水区向泄水区流动，而不管其地层压力如何，例如图中A、B两点的绝对地层压力

$$p_A = h_A/(\rho_w g)$$
$$p_B = h_B/(\rho_w g)$$

因为
$$h_A < h_B$$
所以
$$p_A < p_B$$
而两点的折算压力

$$p_A = (h_A + h_1)/(\rho_w g)$$
$$p_B = (h_B + h_2)/(\rho_w g)$$

因为
$$(h_B + h_2) < (h_A + h_1)$$
所以
$$p_A > p_B \tag{4-12}$$
所以尽管A点的地层压力小于B点，但由于A点折算压力大于B点，水从A点流向B点。又如C、D两点，尽管两点地层压力相等

$$p_C = (h_C)/(\rho_w g)$$
$$p_D = (h_D)/(\rho_w g)$$

因为
$$h_C = h_D$$
所以
$$p_C = p_D$$
但两点的折算压力不同

$$p_C = (h_C + h_3)/(\rho_w g)$$
$$p_D = (h_D + h_4)/(\rho_w g)$$

因为

$$h_D + h_4 < h_C + h_3$$

所以

$$p_C > p_D \tag{4-13}$$

可见，尽管 C、D 两点的地层压力相等，但水仍在折算压差的作用下从 C 点流向 D 点。

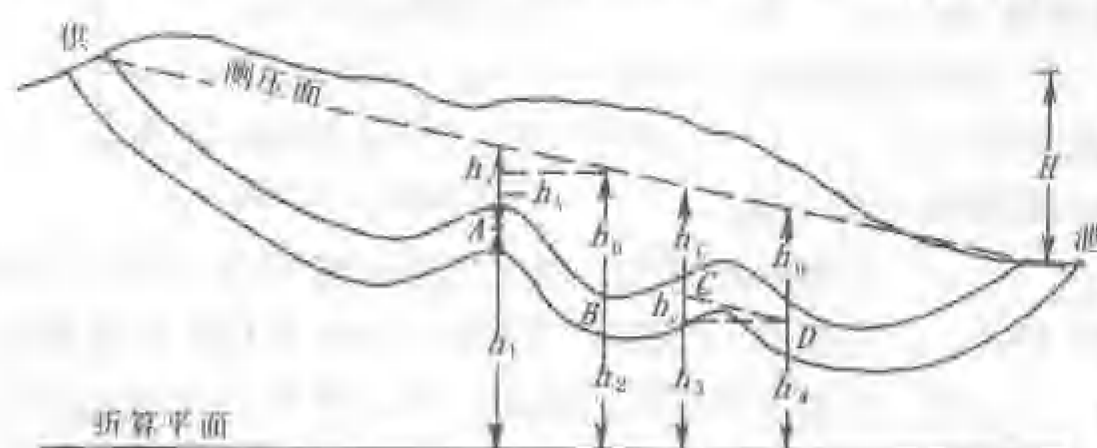


图 4-28　折算压力与水流方向示意图[57]

对于有两个以上的储集层同时存在的情况下，由于每个层的供水区海拔高度不同，各层的静水压面位置就有高低之别，这样，若有通道，就可能发生流体向上、下储集层的垂向运移，如图 4-29 所示。若取海平面为折算平面（基准面），则对 I 层而言，1、2 号井的静液面至海平面的高度相等，折算压头均为 h_1，因此 1、2 井间液体不能流动；对 I 、II 两层而言，在 1 号井内的静液面至海平面的高度不同，折算压头分别为 h'_{I} 和 h'_{II}，折算压头差 $h'_{\mathrm{I}} - h'_{\mathrm{II}} = h_B$，即在折算压差 $h_B/(\rho_w g)$ 的作用下，液体从 I 层向下流往 II 层。

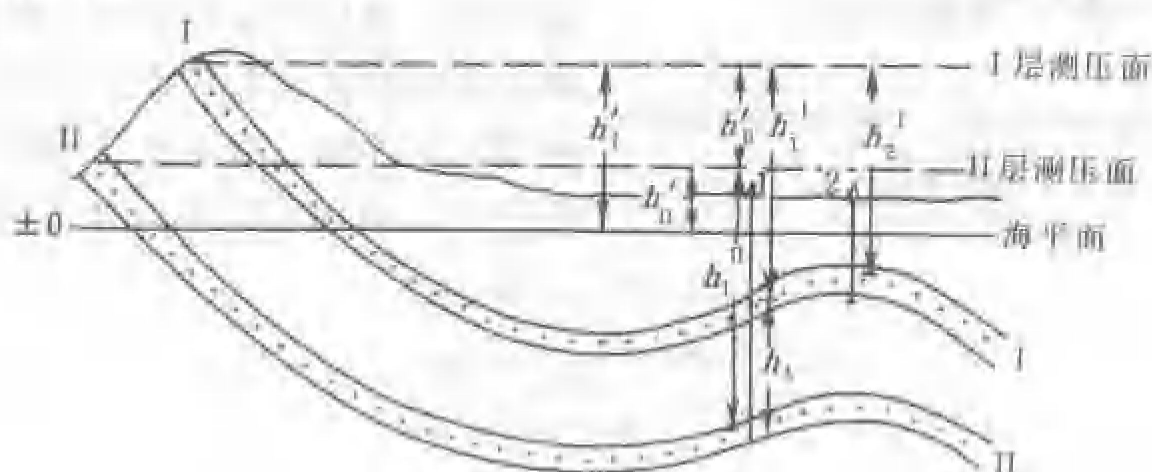


图 4-29　两个储集层情况下的水流方向[57]

当有三个储集层同时存在时，若三者水压面高度不同，同样具高水压面层中的流体向低水压面层中流动，如图 4-30。其中 B 层水压面最高为 h_B，A 层水压面次之为 h_A，C 层水压面最低为 h_C，即 $h_B > h_A > h_C$，则在有通路的情况下，B 层的液体将向 A 层、C 层中流动，如图中箭头所示。

所以，储集层内液体流动方向，并不决定于层内的绝对地层压力，而是受折算压力所控制。

（三）构造运动力

在地壳运动过程中，无论是挤压运动或升降运动，都会在岩层内部表现出大小和方向各异的应力活动。在不同的地质条件下，它可能表现为挤压应力、拉张应力或剪切应力等各种应力。当它超过了岩石的一定强度，就会促使岩层变形或变位，造成各种褶皱和断裂，并驱使沉积物中所含流体发生运移。这种由地壳运动造成的各种地质构造应力，就是构造运动力。由于地壳各部分的岩石性质不同，地壳运动的方式、强度也各有不同，形成各种性质的地质构造。其中有水平挤压而成的较剧烈的褶皱，有反映基底活动的大型隆起或穹窿，以及在各种不同部位产生的压性断裂、张性断裂和剪性断裂等。这些由地壳运动形成的各种褶皱和断裂的分布也是有规律的，它们常受周围古老褶皱山系或巨大坚硬地块的影响或控制。

所以，在沉积盆地里，构造运动力可以形成褶皱、断裂以及各种不整合。背斜、向斜相间，地层发生倾斜，形成供水区和泄水区。油气沿倾斜的地层发生运移，从油源区运移至聚集区、从一个构造运移到另一个构造，等等。各断层和裂缝可将岩层中各种原生孔隙、次生孔隙连通，形成运移通道。不整合面则常形成风化带或地下水溶蚀带，同样是油气二次运移的良好通道。综上所述，构造运动力给油气二次运移创造了极为有利的条件。

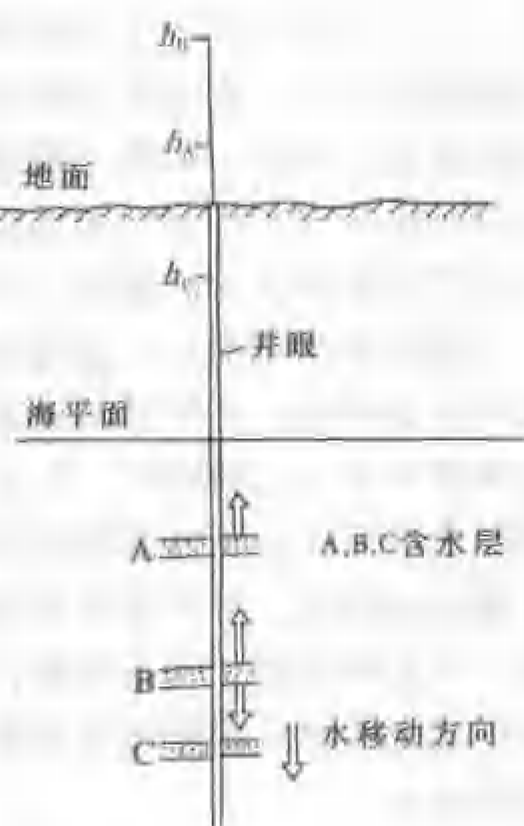


图 4－30　一口井中三个含流体的储集层，具不同的测压水面高度 h_A，h_B，h_C 时，流体流动的方向[99]

构造运动力也能直接促使油气运移。构造运动力使岩石发生应变，应变涉及岩石颗粒变形和孔隙变形。这一变形过程，必然会把作用力传递到其中所含的流体，驱使油气向受力减弱方向运移。

总之，浮力和水动力是油气二次运移的直接动力，但归根结底，它们受构造背景控制。地壳运动是促进油气运移的根本条件。

三、油气二次运移的通道

石油和天然气在二次运移中的主要通道有储集层的孔隙、裂缝、断层和不整合面。

储集层的孔隙和裂缝是油气二次运移的基本通道。正是由于储集层具有孔隙空间和裂缝空间，油气才能进入其中，并通过它们运移。至于运移的数量和速度，则取决于孔隙和裂缝的大小及连通情况。

断裂可以作为油气二次运移的良好通道。由于断裂不像孔隙那样大小不一，迂回曲折，因此，可以认为油气沿断裂通道运移比在岩石孔隙中运移更容易。在许多垂向上远离深部源岩层的浅层油气藏的形成中，断层起到重要通道作用。例如柴达木盆地北缘第三系油气藏，其油气主要是通过断层从侏罗系源岩运移上来并聚集的。周期性活动的断层，会导致油气多次运移，改变油气分布格局。

地层不整合面也是油气运移的重要通道。地层不整合代表着地层曾经历过区域性的风化剥蚀作用，因此往往可形成区域性稳定分布的高孔高渗古风化壳或古岩溶带，这对油气长距离运移或形成大油气田非常有利。世界上不少大的潜山类型的油气田，常常都是油气通过不整合面运移聚集而形成的，如我国华北冀中拗陷的任丘油田。

断层和不整合面作为油气运移通道的实质是它们形成了渗透性的通道，因此在具体地区考察断层和不整合面能否成为油气运移的通道时，应该研究其孔隙性和渗透性情况，特别是它们的形成演化历史。

四、油气二次运移时期

二次运移是初次运移的继续，初次运移和二次运移常常是连续的过程，也就是说，油气生排烃时期与二次运移时期几乎是同时发生的。但是在一般情况下，大规模的二次运移时期，应该是在主要生油期之后或同时所发生的第一次构造运动时期。因为这次构造运动使原始地层发生倾斜，甚至褶皱和断裂，破坏了油气原有力的平衡。在这种情况下，进入储集层中的油气，在浮力、水动力及构造运动力作用下，向压力梯度变小的方向发生较大规模的运移，并在局部受力平衡处（如圈闭内）聚集起来。假如在油气聚集以后，该地区又发生二

次、三次，甚至更多次的构造运动，则每一次运动对油气运移和聚集都会产生一定的作用。其作用的大小，决定于构造运动对原有圈闭的改造程度。若对原有圈闭影响不大，或只是促使其继承性发展，则在一般情况下，不会引起油气大规模的区域性运移。只有在构造运动对原有圈闭条件产生重大改造或全部破坏时，油气才会再次发生新的区域性运移。因此，在研究油气运移的主要时期时，必须首先研究生油的主要时期及该区的主要构造运动史。

渤海湾盆地油气二次运移的主要时期是在早第三纪渐新世东营组末期。此时正是油气生成的主要时期。更重要的是在渐新世东营组末期，曾发生一次区域性的构造运动，这次运动以块断活动为主要特征，产生了大量的断层，形成一些新的二级构造断裂带，为油气二次运移创造了条件。渤海湾地区的一些主要油田，如坨庄—胜利村油田、任丘油田、大港油田、兴隆台油田等，都主要是在这个时期形成的。在这次油气运移聚集时期之后，大约相当于晚第三纪上新世明化镇组末期，又发生了一次较强的块断运动，产生了一些新的断层，使部分已经形成的油气藏圈闭条件遭受破坏，油气再次运移，导致相当数量的上第三系次生油气藏的形成。

油气运移的主要时期，也就是油气聚集和油气藏形成的主要时期。因此，研究油气二次运移的主要时期，对油气田勘探有着重要的实际意义。

近年来，随着油藏地球化学的发展，人们也在探索直接测试油气运移时期，例如，应用同位素、油气包裹体等技术进行油气运移时期研究取得了一定成果。

五、油气二次运移的主要方向和距离

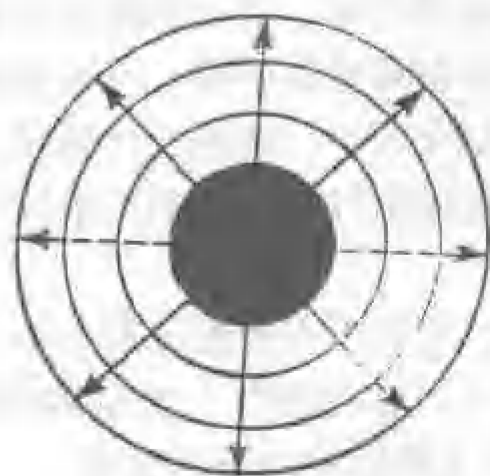
油气二次运移的主要方向和距离，一方面取决于可渗透性地层的产状，即受运移通道类型和性质的限制；另一方面取决于地层水动力和浮力的大小和方向。显然，这些因素是由区域构造背景决定的。

从盆地整体上看，油气运移的方向，总是由盆地中心向盆地边缘运移，因为一般情况下，源岩位于盆地中心，埋深较大。Pratsch（1986）根据盆地结构和形状，总结出不同类型盆地油气二次运移的优势方向，如图 4－31 所示。

我国油气田勘探的实践证明，一些含油气丰富的油气田，都是位于生油凹陷附近油气运移的主要方向上。例如，大庆油田就是处于主要生油区古龙凹陷油气运移的主要方向。据计算，约有 87%的生油量沿这一方向运移至大庆长垣中聚集起来，形成我国最大的油田——大庆油田。又如渤海湾盆地东营凹陷中的一些油气田：坨庄—胜利村油田、东—辛油田、永安镇油田、郝—现油田、滨南油田、纯化镇油田、王家岗油田、广利油田等等，也都是分布在主要生油区的周围，并且在油气运移的主要方向上。

总之，地壳中的石油和天然气，总是沿着阻力最小的方向运移，这是油气在储集层中运移的规律。运移的主要方向受多种因素的控制，其中最重要的是区域构造背景，即凹陷区与凸起区的相对位置及其发育历史。在一般情况下，位于凹陷附近的凸起带及斜坡带，常成为油气运移的主要指向，特别是其中长期继承性的凸起带最为有利。与此同时，油气运移的方向还要受储集层的岩性岩相变化、地层不整合、断层分布及其性质、水动力条件等因素的影响。因此，在判断油气运移的主要方向时，必须综合分析以上各种条件，才能得出比较符合实际的结论。

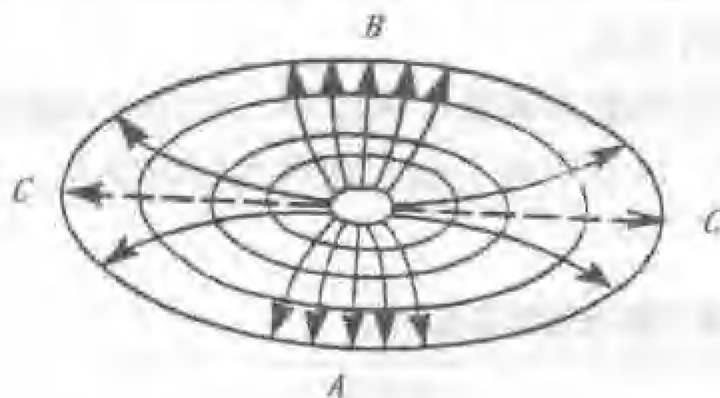
同样，在研究和讨论油气二次运移的距离问题时，也必须从具体地质条件出发，作具体的分析。如区域构造条件、岩性岩相变化条件，以及促使油气运移的各种动力条件等等。在岩性岩相变化较大的地区，同时又缺乏其他合适的运移通道，则油气不可能进行远距离的运



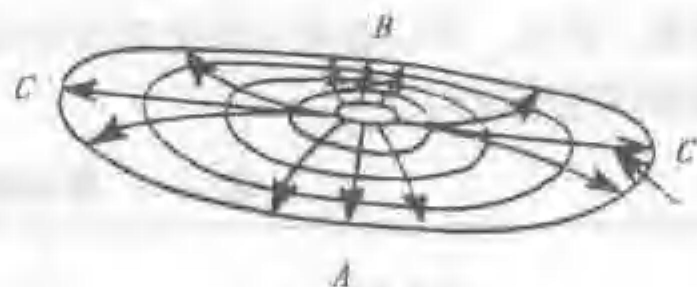
圆型对称盆地运移原理图
不分优越次序



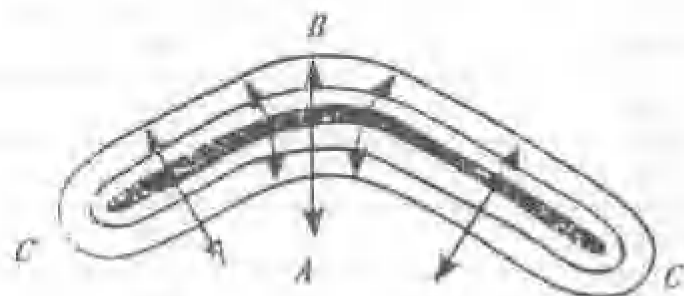
圆型不对称盆地运移原理图
运移优越性　集中：B超过A　面积：A超过B



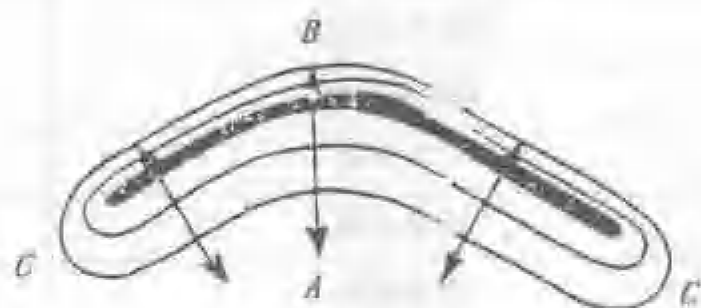
长形对称盆地运移原理图
运移优越性：A等于B 超过C



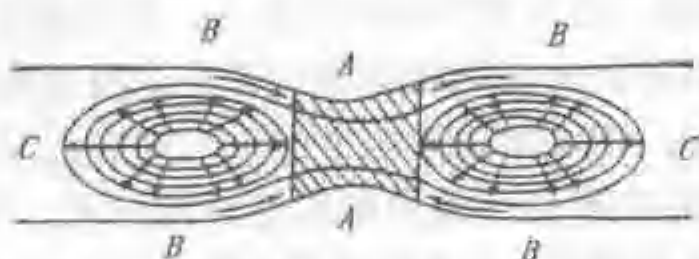
长形不对称盆地运移原理图
运移优越性：A超过B 超过C



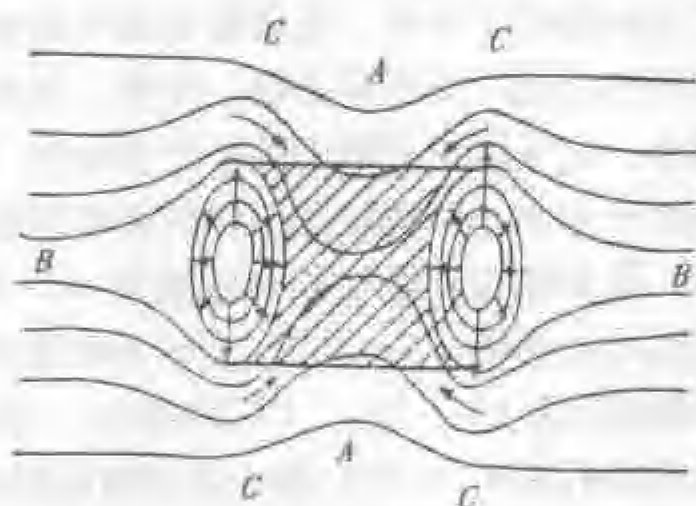
长形弯曲对称盆地运移原理图
运移优越性：A超过B 超过C



长形弯曲不对称盆地运移原理图
运移优越性：A超过B 超过C



线形对称复合盆地运移原理图
运移优越性：A超过B 超过C



平形对称复合盆地运移原理图
运移优越性：A超过B 超过C

图 4-31　不同形状的盆地油气二次运移方向模式
（据 Pratsch，1983）

移。例如位于不渗透的泥岩生油层中的砂岩透镜体油气藏，以及周围被不渗透性地层所包围的生物礁块油气藏等，石油是由附近相邻生油岩运移聚集其中的，不可能也不需要经过远距离的运移。与此同时，也要看到，当储集层性质变化较小、连通性比较好，或具有其他合适的运移通道，如不整合面或断裂带，同时又具备促使油气运移的动力条件，则油气进行较远距离的运移也是可能的。

从我国目前所发现的大量陆相油气田情况看，它们多有靠近沉积中心（油源区或生油凹陷）分布的特点，即所谓"源控论"[67]。因此，可以认为油气二次运移的距离不是很大的。表4-4是我国几个主要含油气盆地中，油气二次运移距离的统计数据。

从表中可以看出，油气运移的距离一般都在50km以内，最大的是新疆准噶尔盆地克拉玛依油田，也只有80km。陆相地层中油气运移距离比较短，可能与岩性不稳定、横向相变较大有关；同时与断层发育、水动力条件差也有关系。

石油在运移过程中，存在被矿物颗粒选择性吸附的现象，其结果与实验室内色层分析极为相似。因此，可以根据石油化学成分的改变，以及由此引起的物理性质的变化，去追索石油运移的主要方向。

表4-4　我国部分含油气盆地油气运移距离

盆地名称	运移距离，km	
	一般	最大
松辽盆地	<40	
鄂尔多斯盆地	<40	60
渤海湾盆地	<20	30
江汉盆地	<10	15
南襄盆地	<10	20
酒泉盆地	5~20	30
准噶尔盆地	30~50	80

在实际勘探工作中，发现沿着油气运移的主要方向，油气的化学成分和物理性质也产生了规律性的变化。其中芳香烃、卟啉、沥青质、胶质和重金属（V、Ni、Ca）等的含量，都相应减小，这是因为石油中的非烃化合物（含氧、硫、氮的有机质），最易吸附于矿物的表面或溶解于水中。芳香烃比正烷烃和环烷烃的极性强，在水中的溶解度也大，所以随着石油的运移，其非烃和芳香烃族分逐渐减少。某些生物标记化合物在运移过程中也有变化，例如，甾烷化合物中，5α，14β，17β异构体比5α，14α，17α异构体运移得快，重排甾烷13α，17β比规则甾烷15α，14α，17α跑得快，因此它们的比值由小到大指示运移的方向。另外，有人还测得石油中$^{13}C/^{12}C$的比值也随运移距离渐远而降低，这是因为芳香烃中$^{13}C/^{12}C$的比值高于烷烃和环烷烃，随着在油气运移方向上芳香烃的减少，必然导致$^{13}C/^{12}C$比值的减少；也有人认为，重同位素^{13}C比轻同位素^{12}C吸附能力强，^{12}C相对运移快，故在运移前方，^{12}C含量相对较高，致使$^{13}C/^{12}C$比值减小。我国四川盆地泸州古隆起附近阳新统及嘉陵江组天然气中^{13}C同位素含量的变化，明显表现出这个规律，如图4-32所示。从图中可以看出，天然气^{13}C同位素的含量从隆起向凹陷方向（天然气来源的方向）变大，而在隆起顶部（运移的前方），其含量逐渐减小。

随着石油和天然气在运移过程中化学成分有规律的变化，必然导致其物理性质的变化，沿着油气运移的方向，其密度和粘度一般都会减小。

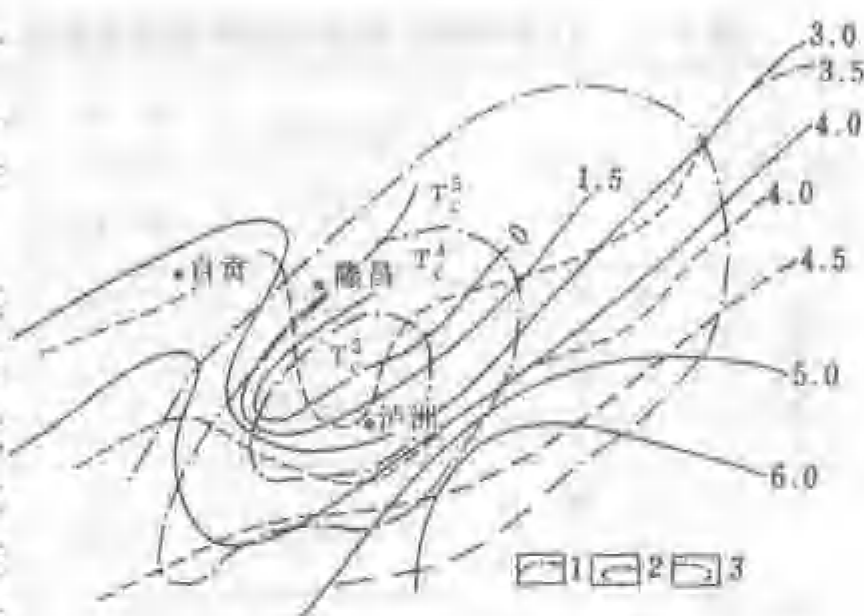


图 4－32　四川泸州古隆起阳新统、嘉陵江组天然气^{13}C含量分布图（据四川石油管理局）

1—香溪世前古地层界线；2—嘉陵江组天然气^{13}C同位素含量；3—阳新统天然气^{13}C同位素含量

我国酒泉盆地可以作为这方面的实例。该盆地的油源区位于老君庙背斜带西部的青西凹陷，主要生油层是下白垩统新民堡群。从区域构造位置上看（图 4－33），老君庙背斜带西北紧邻青西生油凹陷；从构造发育史上看，青西凹陷一直处于相对低的、接受沉积的位置，而老君庙背斜带则始终处于相对高处。青西凹陷生成的油气，主要通过白垩系后期向西变薄的砂层及向西倾斜的白垩系顶、底不整合面向东运移。

当时盆地地下水的补给区为南部祁连山的边缘地带，进入地层后向西北或北流动，它们与凹陷中因压实作用排出并向外围运移的地下流体在背斜带相遇，并形成压力平衡条件，使油气在这里聚集。

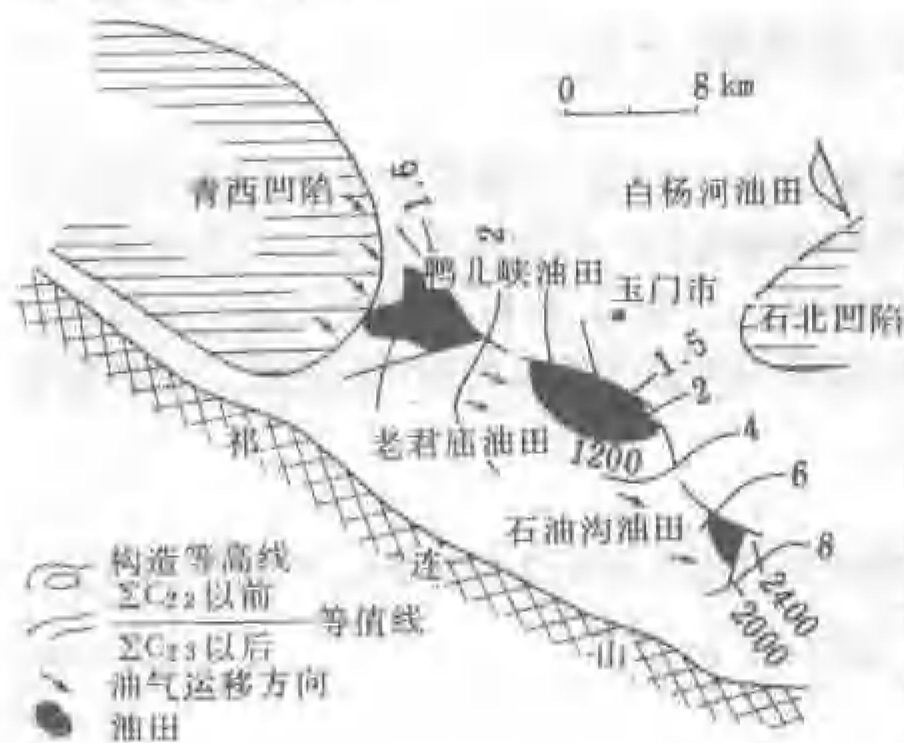


图 4－33　酒泉盆地老君庙背斜带油气运移方向（据石油工业部石油勘探开发研究院，1977）

上述运移方向，从油藏中流体性质的变化也得到证实：从鸭儿峡向老君庙、石油沟方向，原油正烷烃主峰值、OEP 值均逐渐降低。C_{22}以前与C_{23}以后的比值逐渐增加。原油密度、粘度、含蜡量及凝固点逐渐变小、变低。

必须指出，上述原油性质的变化，只是当沿油气运移方向层析作用起主导作用时，才能发生的现象。假如在运移过程中，氧化作用占主导地位，则会出现相反变化规律，即原油性质从凹陷内部向边缘由轻变重，沿油气运移方向，原油的密度、粘度有规律地增大，其他参数也呈规律性变化。表 4－5 表示辽河西部凹陷各油田原油性质变化的情况：沿油气运移方向，从凹陷内部到凹陷外缘、从双台子油田到曙光油田，原油的密度和粘度有规律地增加；胶质＋沥青质的含量也有规律地增加。造成这种变化的原因可能是多方面的，但最重要的原因，可能是由于油气运移过程中氧化作用占主导地位。

因此，在分析油气运移的主要方向时，一定要对各种地质条件进行综合分析，才能得出比较正确的结论。

表 4－5　辽河西部凹陷各油田原油性质数据（据原石油工业部石油勘探开发研究院，1977）

部位	油田	相对密度 (d_4^{20})	粘度 (50℃) $\times 10^{-3}$Pa·s	凝固点 ℃	含蜡 %	胶质＋沥青质 %	含硫 %	备注
凹陷内部	双台子	0.829	2.79	24	6.7	6.22	0.078	双 7 井
	兴隆台马圈子地区	0.8420	4.5	15	4.197			马 50 井
凹陷中段	兴隆台北部	0.8873	14.87	－12	5.54	7.25	0.127	兴 58 井
	曙光二区	0.8597	18.54	30	10.23	19.92	0.154	2－6－6 井
	双喜岭高垒带	0.8621	20.44	35	13.33	3.85 (沥青质)	0.097	双 12 井
凹陷外缘	高升	0.9461	1598	4	3.96	37.5	0.53	高 3 井
	曙光三、四区	0.9489	258.7 (100℃)	34	6.58	46.6	0.3449	曙 13 井

第 4 节　地下流体势分析

地下流体的渗流是一个机械运动过程，流体总是自发地由机械能高的地方流向低的地方。M. K. Hubbert（1940，1953）最早把流体势的概念引入石油地质学中，用来描绘地下流体的能量变化和流体运移规律。后来 E.C.Dahlberg（1982）比较系统地论述了运用这一方法研究油气运移和聚集的方向和位置[121]，引起国内外油气勘探者的广泛重视。流体势分析已成为油气地质勘探研究中必不可少的工作。

一、流体势的概念

Hubbert 将地下单位质量流体具有的机械能的总和定义为流体势（Φ），并用下式表示

$$\Phi = gZ + \int_0^p dp/\rho + q^2/2 \qquad (4-14)$$

式中　Z——测点高程；

g——重力加速度；

p——测点压力；

ρ——流体密度；

q——流速。

上式等号右端第一项表示重力引起的位能，可理解为将单位质量流体从基准面（海拔等于 0）移动到高程 Z 为克服重力变化所做的功；第二项表示流体的压能（或弹性能），可理解为单位质量流体由基准面到高程 Z 因压力变化所做的功；第三项表示动能，可理解为单位质量流体由静止状态加速到流速 q 时所做的功。

基准面可以选择任意高程。这时，Z 为相对于基准面的高程，在基准面之上的测点，Z 为正；在基准面以下的测点，Z 取负值。p 也为相对于基准面处压力的变化幅度。

在静水环境或流体流动很缓慢（小于 1cm/s）时，$q^2/2$ 可忽略不计。这样，在地层条

件下可简单理解为单位质量流体的位能和压能之和

$$\Phi = gZ + \int_{0}^{p} dp/\rho \qquad (4-15)$$

一般情况，可认为油和水是不可压缩的，即其密度不随压力变化。在压力变化不大的范围内，气的密度也可视为常数。这样，水势、油势和气势则分别写为

$$\Phi_w = gZ + p/\rho_w \qquad (4-16)$$

$$\Phi_o = gZ + p/\rho_o \qquad (4-17)$$

$$\Phi_g = gZ + p/\rho_g \qquad (4-18)$$

水势 Φ_w 可以用测压水头 h_w 来表示。因为测压水头为测点的高程与测点的压力水头（$p/g\rho_w$）之和

$$h_w = Z + p/g\rho_w$$

因此，水势 Φ_w 可改写为

$$\begin{aligned}\Phi_w &= gZ + p/\rho_w \\ &= g(h_w - p/g\rho_w) + p/\rho_w \\ &= gh_w \qquad (4-19)\end{aligned}$$

同样可以写出油头与油势、气头与气势的相互关系

$$\begin{aligned}\Phi_o &= gZ + p/\rho_o \\ &= gh_o \qquad (4-20)\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Phi_g &= gZ + p/\rho_g \\ &= gh_g \qquad (4-21)\end{aligned}$$

在反映剖面上流体势的变化特征时，常使用测势面的概念。与测压面相似，所谓测势面是指同一储集层中各点的流体势连接起来将构成一个反映该储集层不同部位势变化状况的假想面。

二、势梯度与流体运移方向

Hubbert 把单位质量流体所受的力定义为力场强度，用 E 表示

$$E = -\text{grad}\Phi \qquad (4-22)$$

$\text{grad}\Phi$ 表示 Φ 的梯度。力场强度是一个向量。

由上式可分别得到水、油和气在同一点的力场强度

$$E_w = g - \text{grad}\,p/\rho_w \qquad (4-23)$$

$$E_o = g - \text{grad}\,p/\rho_o \qquad (4-24)$$

$$E_g = g - \text{grad}\,p/\rho_g \qquad (4-25)$$

上述等式右边的第一项为单位质量流体的重力，在数值上等于重力加速度 g；第二项表示单位质量流体体积上的压力，力场强度是两者的向量和。由此可见，因油、气、水三者密度不同，在同样的压力环境中，油、气、水三者的力场强度不同（图 4-34）。

在静水环境，水的力场强度为 0，而油和气的力场强度不为 0，两者力场强度方向均向上，但因气的密度比油的小，所以，气的力场强度比油的大

$$E_w = g - \text{grad}\,p/\rho_w = g - g\rho_w/\rho_w = 0 \qquad (4-26)$$

$$E_o = g - \text{grad}\,p/\rho_o = g - g\rho_w/\rho_o = -(\rho_w - \rho_o)g/\rho_o \qquad (4-27)$$

$$E_g = g - \mathrm{grad}p/\rho_g = g - g\rho_w/\rho_g = -(\rho_w - \rho_g)g/\rho_g \quad (4-28)$$

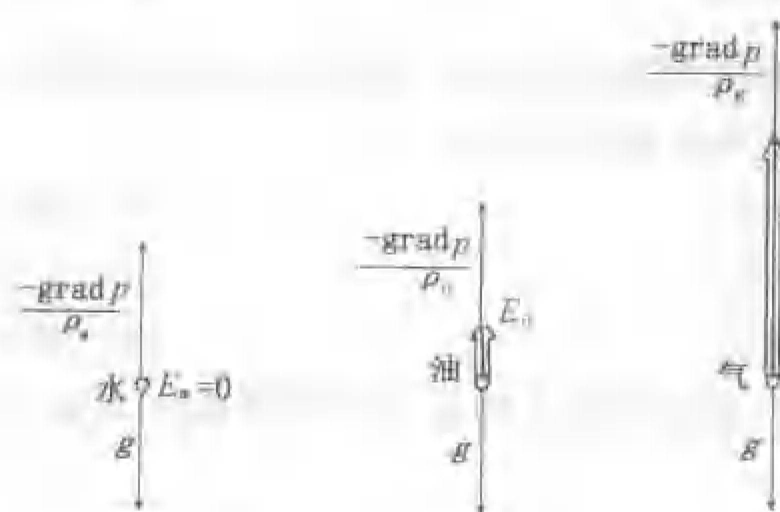


图 4－34 静水环境中，作用于单位质量水、油和气上的力场强度

（据 E.C.Dahlberg，1982）[121]

在动水环境中，作用于单位质量油、气上的力，与静水环境相比，不仅受向下的重力 g 和向上的浮力 $-\mathrm{grad}p/\rho$ 外，还多了一个反映流动条件的水动力 F_w。这时水、油和气的力场强度分别为

$$E_w = g - \mathrm{grad}p/\rho_w + F_w \quad (4-29)$$

$$E_o = g - \mathrm{grad}p/\rho_o + (\rho_w/\rho_o)F_w \quad (4-30)$$

$$E_g = g - \mathrm{grad}p/\rho_g + (\rho_w/\rho_g)F_w \quad (4-31)$$

上述油和气的力场强度表达式中的水动力 F_w 项前分别有一个系数 ρ_w/ρ_o 和 ρ_w/ρ_g，表示单位质量油和气所受水动力是单位质量水的水动力 F_w 的 ρ_w/ρ_o 倍和 ρ_w/ρ_g 倍。

因此，在水动力作用下，由于水、油和气的密度不同导致它们的力场强度的大小和方向不同，三者分别按照自己的方向流动。水动力大小不同，水、油和气的运移方向也不同，图 4－35 表示了水动力大小不同的两种情况下，水、油、气的受力合成图解。图 4－36 则代表一个均质单斜输导层中，在水动力作用下，所发生的油气分离和运移方向。水沿单斜下倾方向流动，但油气的浮力与水动力合成的结果导致气沿单斜上倾方向运移，油沿单斜下倾方向运移。

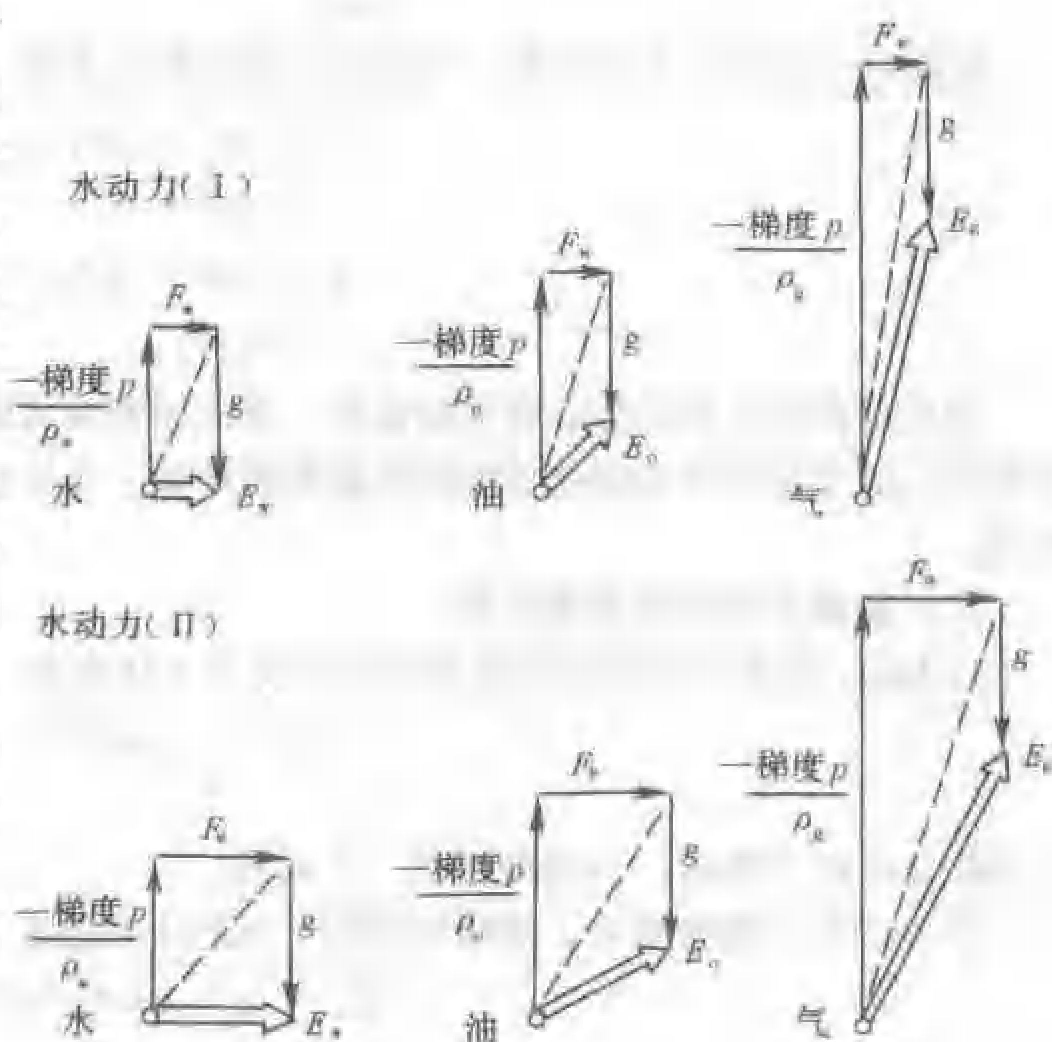


图 4－35 在不同水动力条件下，作用于单位质量水、油和气上的各种力的向量分布及力场方向

（据 E.C.Dahlberg，1982）[121]

三、相对流体势与油气的运移和聚集

E.C.Dahlberg（1982，1995）在流体势概念的基础上，提出了相对流体势概念，并用来分析油气运移和聚集的方向及部位，即所谓的 UVZ 方法[121]。现以油为例，介绍 UVZ 的表达式。

由水势可得地层压力的下列表达式

$$p = \rho_w(\Phi_w - gZ) \quad (4-32)$$

将上式代入油势中，则有

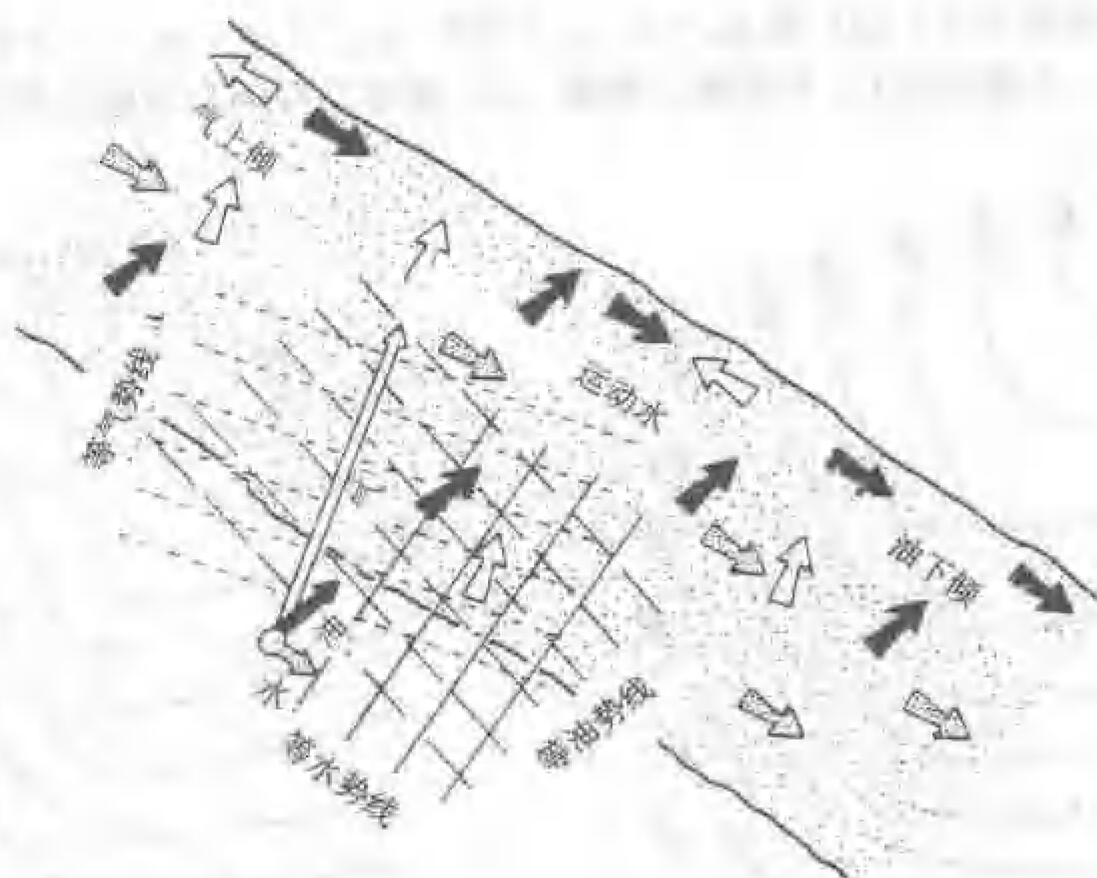


图 4－36 单斜输导层中，下倾水流条件下油与气的运移方向
（据 Hubbert，1953）

$$\Phi_o = gZ + [\rho_w(\Phi_w - gZ)]/\rho_o$$

$$= (\rho_w/\rho_o)\Phi_w - [(\rho_w - \rho_o)/\rho_o]gZ \tag{4-33}$$

将水头与水势、油头与油势的关系代入上式，则有

$$h_o g = (\rho_w/\rho_o)h_w g - [(\rho_w - \rho_o)/\rho_o]gZ \tag{4-34}$$

变换上式，把高程 Z 独立出来，有

$$[\rho_o/(\rho_w - \rho_o)]h_o = [\rho_w/(\rho_w - \rho_o)]h_w - Z$$

令

$$U_o = [\rho_o/(\rho_w - \rho_o)]h_o$$

$$V_o = [\rho_w/(\rho_w - \rho_o)]h_w$$

则，上式变为

$$U_o = V_o - Z \tag{4-35}$$

对于天然气而言，同样可以经过变化得到

$$U_g = V_g - Z \tag{4-36}$$

这就是所谓的 UVZ 公式。

在某一确定的储集层条件下，油气水的密度都是常数，因此，上式中的 U、V 与油气头、水头只差一个由密度比值构成的常数系数，故用 U 和 V 仍可有效反映油气势及水势的分布。由于 Z 可通过构造图获得，所以可以用 V 值图与构造图套合，两者相减即可获得 U 值图，简便易行。我们可以把 U 看做是油气相对于水的势，V 看做是水相对于油气的势，因此 UVZ 法也被称为相对流体势方法。

我们可通过一个具体实例介绍相对流体势分析方法，如图 4－37 所示。(a) 是等 Z 平面图，是等高距为 100m、向东南倾伏的鼻状构造图；(b) 是水势面斜率为 0.01 的等水势平

面图，并叠加在构造图之上；(c) 是 $\rho_w=1$，$\rho_o=0.8$、$\rho_w/(\rho_w-\rho_o)=5$ 的等 V_o 平面图；(d) 是由 $U_o=V_o-Z$ 得出的 U_o 平面图。根据 (d) 图可以判断石油的运移方向和可能有石油聚集的圈闭位置。

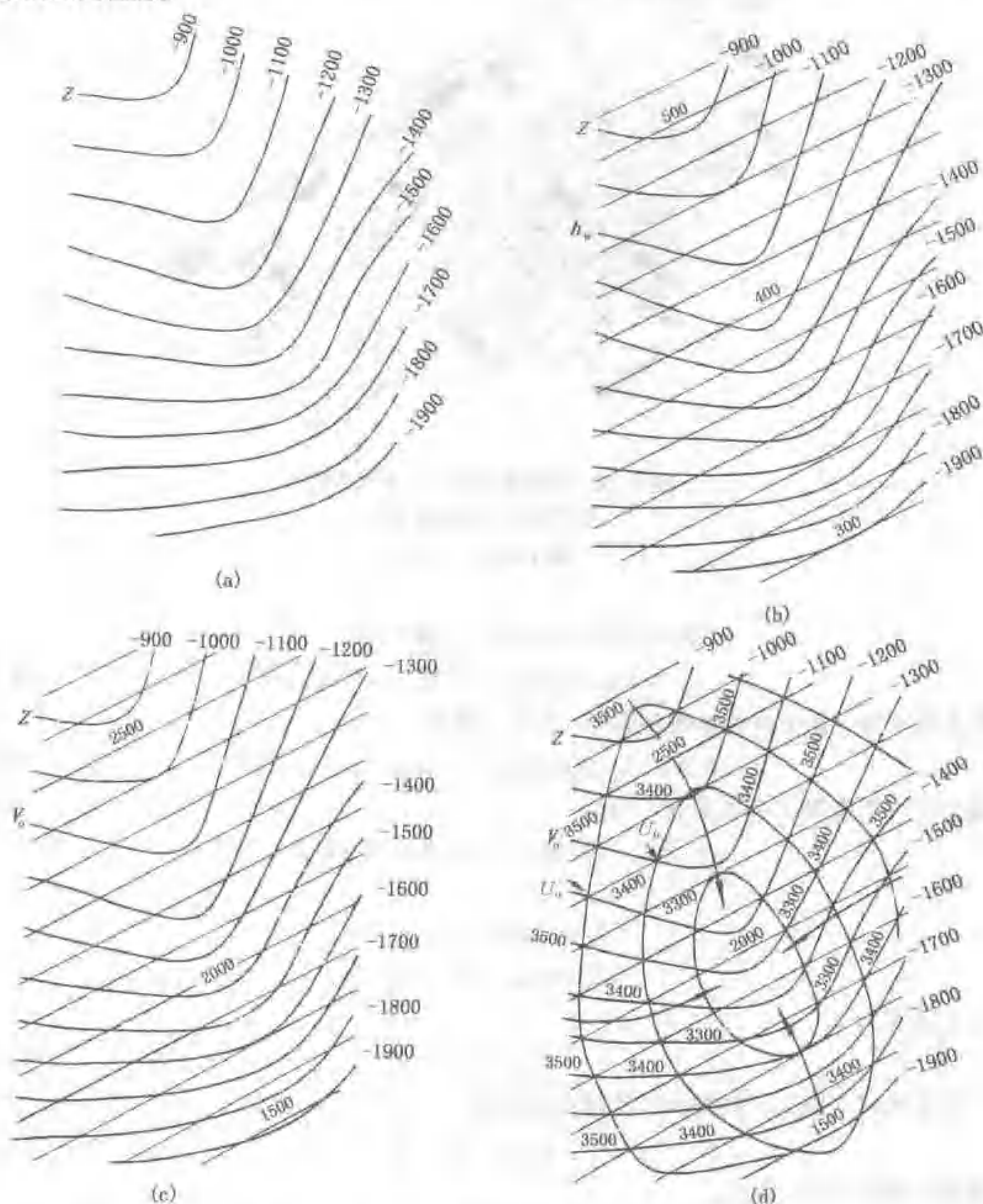


图 4-37 某鼻状构造的 U_o、V_o、Z 平面图实现过程

（据 Chapman，1983）

四、存在问题与注意事项

(1) 油气在地层中的运移还受到毛细管压力的影响，在上述流体势表达式中忽略了这一因素。为此，W. A. England (1987) 对流体势做了新的定义，不像 M. K. Hubbert 以单位质量作为研究单位而是采用单位体积作为研究单位，他把油气势定义为把单位体积的流体从

基准面运输到地下某点所需做的功

$$\Phi_p = p - \rho_p g Z + 2\sigma / r \tag{4-37}$$

式中 ρ_p——油气密度；

σ——油气与水的界面张力；

r——岩石孔隙半径。

W. A. England 的流体势定义在研究地层岩性岩相变化带的流体流动方向有积极作用。例如，在储层尖灭处，因为孔隙半径变小，油气继续流动需要作更多的功，这样，在不变的动力条件下，油气不会继续运移，结果形成油气聚集。这对理解岩性圈闭和盖层封闭作用中的流体动力学也是有帮助的。

(2) 流体势表达式中的压力是实际地层压力。除在连通性好的静水地层系统外，地层压力多数情况不等于上覆静水柱压力，因此在计算过程中，不能把地层压力 p 用上覆静水柱压力代替，而是应该用实际的地层压力，因为实际的地层压力包含着各种实际地质因素对流体的作用，反映实际的能量大小。

由此可见，流体势分析方法需要知道地层条件下油气水的密度和实际压力数据。这些数据在不同点是变化的，同时也是很难取准的，只有在勘探程度较高、钻井测试资料较多的情况下才易做到。尽管目前许多学者探求用地球物理方法来预测探井较少地区地层压力的变化规律，但由于影响因素较多，实际效果受到限制。

(3) 运用流体势分析时，注意要在同一个储集层压力系统中进行，在不同的地层压力系统中进行流体势分析会导致错误的结论。

(4) 油气运移是一个非常复杂的问题，要正确确定油气的运移方向，需要结合具体地质背景，特别是构造演化历史，搞清古构造、古地貌、古水动力、古压力的变化，通过古流体分析才能正确分析油气的运移历史。但是目前这些研究方法都处在探索之中。

思 考 题

1. 试比较泥岩与砂岩的压实特征，讨论压实作用在初次运移中的作用特点。
2. 异常压力产生的地质作用有哪些？讨论异常压力在初次运移中的作用特点。
3. 试比较初次运移与二次运移地质环境和条件的差异。
4. 试分析不同构造背景下，水动力与浮力的相互配合对油气二次运移方向的影响。
5. 试分析构造运动对油气运移的控制作用。
6. 试用流体势概念分析静水环境与动水环境中油气的运移方向。

第五章　石油和天然气的聚集

提　要

油气藏是石油地质研究的核心内容，本章在介绍圈闭和油气藏概念的基础上，系统地阐明了油气成藏必备的地质要素及大油气藏形成的基本石油地质条件；科学地分析了油气差异聚集原理和油气聚集模式，并介绍了确定油气藏形成时期的新方法。

第1节　圈闭与油气藏的基本概念

一、圈闭的基本概念

烃源岩区生成的油气经运移到适宜的场所聚集起来形成油气藏，成为油气勘探的直接目标。

（一）圈闭的概念

适合于油气聚集、形成油气藏的场所，称为圈闭。圈闭由三部分组成：（1）储集层；（2）盖层；（3）阻止油气继续运移、造成油气聚集的遮挡物，它可以是盖层本身的弯曲变形，如背斜，也可以是另外的遮挡物，如断层、岩性变化等。总之，圈闭是具备捕获分散烃类形成油气聚集的有效空间，具备储藏油气的能力，但圈闭中不一定都有油气。一旦有足够数量的油气进入圈闭，充满圈闭或占据圈闭的一部分，便可形成油气藏。

石油和天然气在运移过程中，如果遇到阻止其继续运移的遮挡物，则停止继续运移并在遮挡物附近聚集，形成油气藏。所以，遮挡物的存在是造成油气聚集、形成油气藏的基本条件之一。

（二）圈闭的度量

圈闭的大小和规模往往决定着油气藏的储量大小，其大小是由圈闭的最大有效容积来度量的。圈闭的最大有效容积表示该圈闭能容纳油气的最大体积。因此，它是评价圈闭的重要参数之一。

1. 溢出点

流体充满圈闭后，开始溢出的点，称圈闭的溢出点（图5－1）。

2. 闭合面积

通过溢出点的构造等高线所圈出的面积，称该圈闭的闭合面积。闭合面积愈大，圈闭的最大有效容积也愈大。圈闭面积一般由目的层顶面构造图量取。

3. 闭合高度

从圈闭的最高点到溢出点之间的海拔高差，称该圈闭的闭合高度。闭合高度愈大，圈闭的最大有效容积也愈大。

必须注意，构造闭合高度与构造起伏幅度是两个完全不同的概念。闭合高度的测量，是以溢出点的海拔平面为基准。而构造幅度的测量，则是以区域倾斜面为基准。构造起伏幅度完全相同的背斜，当区域倾斜不同时，可以具有完全不同的闭合高度，如图5－2所示。

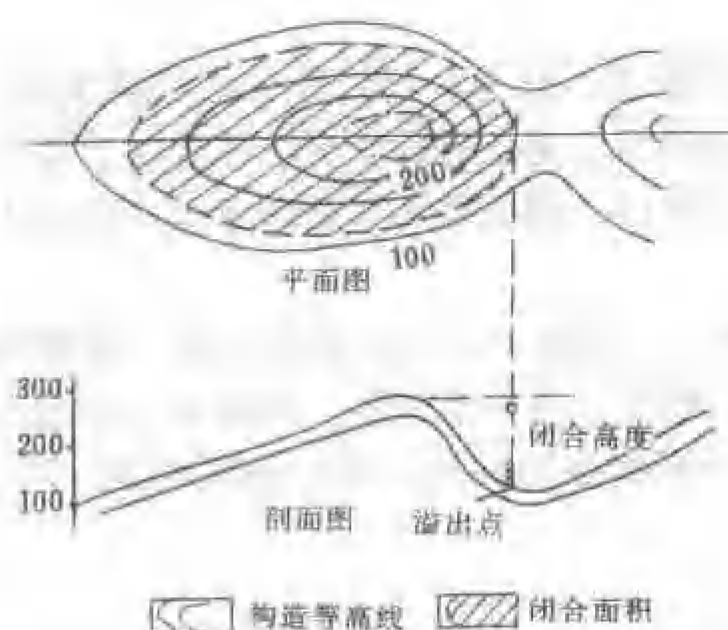


图 5－1 背斜圈闭中，度量最大有效容积的有关参数示意图

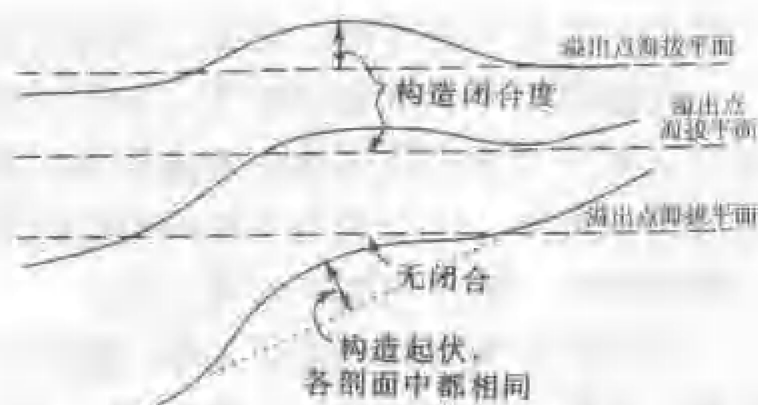


图 5－2 相同构造起伏，因区域倾斜不同，则闭合高度不同

断层圈闭的闭合面积，一般情况下，按断层线与储集层顶面等高线相闭合时所圈定的面积计算。如图 5－3 所示，C 点为溢出点，则等高线 CD 与断层线 BD 和 AC 所圈定的面积为其闭合面积。C 点与闭合面积内最高点的高差为其闭合高度。但是，若根据资料说明断层两侧的渗透性岩层相遇，A 点为溢出点，此时断层圈闭的闭合高度和闭合面积就都相应变小了。假如断层面本身不封闭，不可能形成圈闭，其他参数也就不存在了。

其他类型的圈闭，其溢出点、闭合高度和闭合面积的确定方法，原则上与上述两类基本相似。

4. 有效孔隙度和储集层有效厚度的确定

有效孔隙度主要根据实验室岩心测定、测井解释资料统计分析求得，做出圈闭范围内的等值线图。储集层有效厚度则是根据有效储集层的岩性、电性、物性标准，扣除其中的非渗透性夹层而剩余的厚度。

5. 圈闭最大有效容积的确定

圈闭的最大有效容积，决定于圈闭的闭合面积、储集层的有效厚度及有效孔隙度等有关参数。其具体确定方法，可用下列公式表示

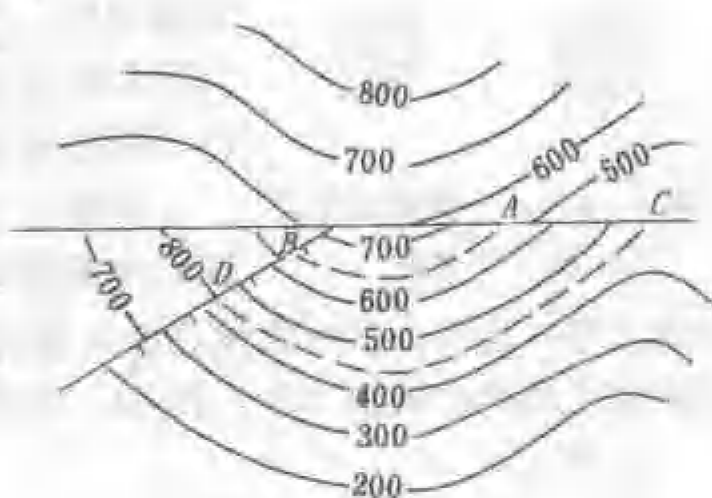


图 5－3 断层圈闭的溢出点、闭合高度和闭合面积示意图

$$V = F \cdot H \cdot \phi \tag{5-1}$$

式中 V——圈闭最大有效容积，m^3；

F——圈闭的闭合面积，m^2；

H——储集层的有效厚度，m；

ϕ——储集层的有效孔隙度，%。

二、油气藏的基本概念

（一）油气藏的概念

油气藏是地壳上油气聚集的基本单元，是油气在单一圈闭中的聚集，具有统一的压力系统和油水界面。更具体地说，就是一定数量的运移着的油气，由于遮挡物的作用，阻止了它们继续运移，而在储集层中聚集起来，就形成了油气藏。

如果在圈闭中只聚集了石油，则称为油藏；只聚集了天然气，则称为气藏；二者同时聚集，则称为油气藏。

若油气聚集的数量足够大，具有开采价值，则称为商业性油气藏。如果油气聚集的数量

不够大，没有开采价值，就称为非商业性油气藏。

究竟聚集多少数量的油气才有开采价值，这决定于政治、技术、经济等各方面的条件。过去认为没有开采价值的非商业性油气藏，由于开采技术及工业条件的发展，或者由于对石油的特别需要，可以成为有开采价值的商业性油气藏。所以，商业性油气藏的概念，可以认为是随时间、条件的改变而变化的。

油气藏的重要特点是在"单一圈闭中"，所谓"单一"的涵义，主要是指受单一要素所控制，在单一的储集层中，具有统一的压力系统，统一的油、气、水边界。如图 5－4 所示，同一背斜中有三个储集层，分别组成三个圈闭，三个不同的压力系统，具有不同的油、气、水边界，就应该认为是三个油气藏。

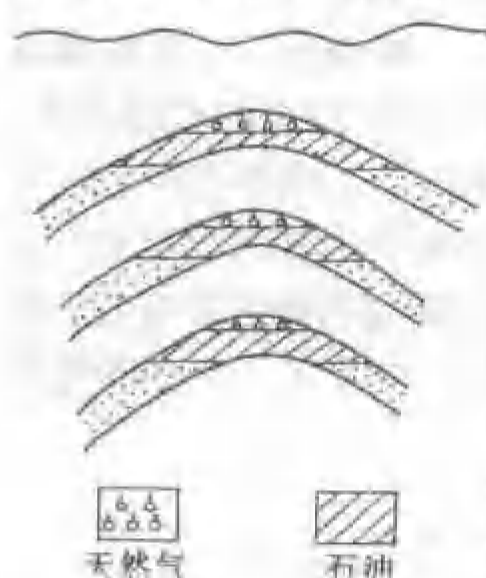


图 5－4　三个储集层组成的三个油藏

（二）油气藏的度量

油气藏大小通常用储量来表示，在此仅介绍度量油气藏大小的常用术语。

1．含油边界和含油面积

在油气藏中，由于重力分异的结果，油、气、水的分布常有一定的规律：气在上，油居中，水在下，形成油—气分界面、油—水分界面。在一般情况下，这些分界面是近于水平的。有时也有倾斜的。在未被破坏的背斜油气藏中，油—气分界面及油—水分界面常近似于水平，并且油、气、水分界线的水平投影线，往往与构造等高线大致平行，如图 5－5 所示。

含油（气）边界通常是指油（气）水界面与储集层（油层）顶，底面的交线，其中油（气）水界面与油层顶面的交线叫做外含油（气）边界，又叫含油边缘（有时叫含油外边缘）；油（气）水界面与储集层（油层）底面的交线称内含油（气）边界，又叫含水边界。

2．底、边水

如果油层厚度不大，或构造倾角较陡，这时油气充满圈闭的高部位，水围绕在油气藏的四周，即在内含油气边缘以外，这种水称为边水。但是，如果油层厚度大，倾角小，油气藏的下部全为水，这种水称为底水。这时油气藏高度小于油层厚度，内含油、气边缘就不存在了。

在地层较平缓的构造中，油—水接触面较宽广；在地层倾斜较陡的构造中，油—水接触面较狭窄。

3．油气柱高度

是指油气藏油（气）水界面至油气藏高点的垂直距离，是表示油气藏大小的重要参数。

4．气顶和油环

油气藏中油气按密度分异，气位于圈闭的最高部位，形成气顶，油位居中部，水在最下面，油在平面上呈环带状分布，称油环。

5．充满系数

充满系数定义为含油高度与闭合高度的比值，一般情况下在富含油气区，该系数高；在贫含油气区，充满系数低。

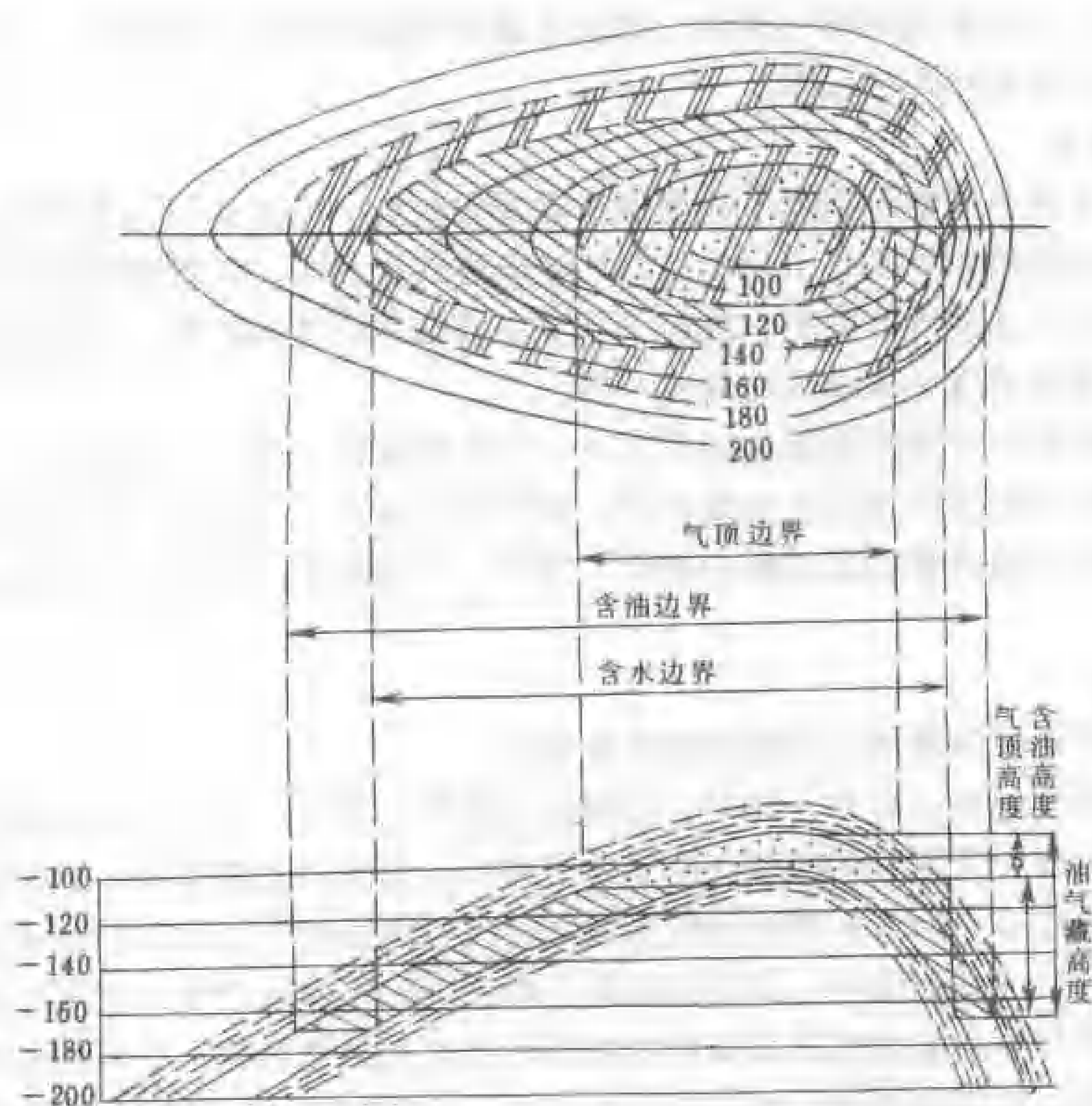


图 5-5 背斜油气藏中油、气、水分布示意图（据 И.О.Брод，1958）

第 2 节 油气藏成藏要素

油气藏是地壳上油气聚集的基本单元，是油气勘探的对象。油气藏的形成，是石油地质研究的核心问题。阐明和掌握油气藏形成的基本原理，不仅具有科学的理论意义，而且对油气资源的勘探与开发有更重要的实际意义。油气藏的形成过程，就是在各种成藏要素的有效匹配下，油气从分散到集中的转化过程；能否有丰富的油气聚集，形成储量丰富的油气藏，并且被保存下来，主要取决于是否具备生油层、储集层、盖层、运移、圈闭和保存等成藏要素及其优劣程度。由于在一个能形成油藏的圈闭中，其前提就必然包括盖层、储集层和保存等条件，因此，对于研究油气藏形成的基本条件而言，充足的油气来源和有效的圈闭将成为两个最重要的方面。

一、油气成藏要素

油气藏的形成和分布是生、储、盖、运、圈、保多种地质要素综合作用的结果。

（一）生油气源岩

生油气源岩为形成油气藏提供物质基础。烃源岩分析要与盆地沉降埋藏史、热史和古气候分析相结合。盆地的持续沉降是沉积物充填的前提，盆地只有持续下沉，才能保持相对稳定的还原环境，形成巨厚的沉积物，有利于烃源岩的形成和向油气的转化；盆地热史决定了烃源岩的成熟程度，高地温场有利于源岩有机质的成熟，但成熟度是温度、时间共同作用的结果；古气候对沉积盆地中水体介质条件和有机质丰度有重要影响，一般在潮湿—半潮湿气候下，生物十分繁盛，大气降水充沛，海（湖）盆水体稳定，有利于烃源岩的形成。例如，

在我国北方早、中侏罗世和早白垩世，都是典型的潮湿气候带，因而中、下侏罗统和下白垩统盆地中都有丰富的烃源岩发育。

（二）储集层

储集层的发育与盆地沉积体系和沉积相有密切联系，后者又与盆地的古地形及古气候有关，储层研究要与沉积体系、沉积相及古气候研究结合起来。评价储层潜力的参数，主要是孔隙度和渗透率。孔隙度的大小，决定了储层能够储集油气的数量；渗透率的高低，则决定了油气在其中运移的效率和油气的最终产能。

储集层主要有碎屑岩和碳酸盐岩两大类，如各种砂岩、砾岩、石灰岩、白云岩、礁灰岩等。此外，还有少量具有原生孔隙或裂隙、溶洞的火成岩、变质岩、泥岩和泥灰岩等，其中以与古风化壳有关的裂缝储集层最为重要。例如，华北地区的古潜山风化壳是重要的油气储集层。

（三）盖层

盖层的好坏直接影响油气的聚集和保存条件。

常见的盖层类型有：页岩、泥岩、盐岩和石膏等，其中，页岩、泥岩盖层常与碎屑岩储集层相伴生，出现于沉积盆地的海（湖）进层序中；蒸发岩盖层常常与碳酸盐岩共存，形成于海（湖）退层序中。前者在我国中新生代陆相沉积盆地中十分常见；后者主要分布于古生代海相或中新生代盐湖盆地中，如四川盆地三叠系、江汉盆地白垩系至第三系等。

盖层的形成与盆地的埋藏史和沉积体成岩后生作用历史有关。在成藏条件分析中，要区分和确定直接盖层和区域盖层。尤其是区域盖层，常常决定油气运聚的分布范围。

（四）油气运移

油气运移分析是确定油气聚集和分布的主要依据。油气运移包括初次运移（排烃）和二次运移。油气运移分析应与油源对比相结合，查明油气源岩与已聚集油气之间的相互联系，是确定油气成藏的重要依据。

油气的二次运移和聚集，同盆地的构造活动、断裂及不整合的分布、水动力条件等，具有十分密切的关系。因此，要十分重视盆地的构造运动及古水文地质条件的研究。成藏系统中，最后一次构造运动对油气的分布和保存，具有决定性的作用。因此，要研究油气藏的形成、调整及其破坏的整个地质过程。

盆地类型及其构造样式，对油气的运移和分布具有控制作用。例如在裂陷型含油气盆地中，由于剖面上断裂十分发育，油气往往以垂直运移为主，油气多分布于纵向上与断裂有关的圈闭中，形成断块或断鼻油气藏。在克拉通含油气盆地中，由于构造比较平缓和单一，断裂不发育，因此，油气以侧向顺层运移为主，主要分布于地层不整合及有关的构造、地层圈闭中。

（五）圈闭

圈闭是油气聚集的场所，圈闭的大小、规模决定着油气的富集程度，从而决定着盆地的勘探远景。

圈闭的类型有多种，构造圈闭，尤其是背斜构造圈闭，常常是最有利的圈闭。世界上迄今已发现的特大型油气田，多为背斜圈闭。然而，随着油气勘探的深入和发展，非构造圈闭也可形成特大型油气田。地层圈闭和岩性圈闭的研究，应与盆地的构造运动史、古地理变迁及沉积成岩作用研究紧密结合起来。

圈闭的形成、调整及破坏作用，是圈闭研究的重要内容。

（六）油气藏保存条件

油气藏保存条件系指已经形成的油气藏，在漫长的地质历史时期中，圈闭条件是否改变，以及圈闭中的油气聚集是否遭到破坏等。

二、油气富集条件

（一）充足的烃源条件

1. 国外典型含油气盆地油源条件与油气分布

生油条件是一个沉积盆地中油气藏形成的物质基础。油气源的丰富程度，取决于盆地内烃源岩系的发育程度及其有机物质的丰度、类型和热演化程度。地壳运动的多周期性和沉积的多旋回性，控制了烃源岩系的发育，形成了多套烃源岩层系。衡量油气来源丰富程度的具体标志，是生烃凹陷面积的大小及凹陷持续时间的长短。生油气凹陷的面积大、持续时间长，可以形成巨厚的多旋回性的烃源岩系及多生油气期，具备丰富的油气来源。这是形成储量丰富的大油气藏的物质基础。世界上61个特大油气田分布在12个大型含油气盆地中，拥有世界石油及天然气一半以上储量，这些盆地都是继承性稳定下沉的沉积盆地，发育巨大体积的沉积岩系、具有面积大、持续时间长的生油气凹陷，具备充足的油气来源，如表5－1所示。

表5－1 世界12个大含油气盆地61个特大油气田的简况

盆地名称	盆地面积×10^4 km^2	沉积岩系			生油岩		油气可采储量×10^8t（m^3）	特大油气田数
		时代	厚度	体积×10^4 km^3	时代	岩性及厚度		
波斯湾	240	Pz、Mz、Cz，以J、K、E、N为主	5 000～12 000m平均3 000m	704.1；其中J以上417	J_3、K_2、E_3、N_1为主	碳酸盐岩为主，最厚4 000m，主要生油层厚1 000～1 500m	油541	28个
西西伯利亚	230	Mz、Cz，以J、K为主	最厚4 000～8 000m平均2 600m	600	J_3—K以J_3、K_1为主	泥岩（前三角洲），500～1 000m	油60	8个
美国墨西哥湾	110	Mz、Cz	最厚12 000m平均4 000m	545	J_3—N_1，以K_3、N_1为主	泥岩为主、部分为碳酸盐岩，1 000～2 000m	油53.4	1个
马拉开波	8.5	Mz、Cz（K—N）	最厚10 000m平均4 600m	395.7	K—N，以E_2为主	K为石灰岩、粘土岩，厚150～200m，E为泥岩2 000m	油73	2个
伏尔加—乌拉尔	65	以Pz_2为主	一般小于2 000m，在乌拉尔山前可达8 000m，平均3 100m	218.2	D_2—P_1	以泥岩为主，总厚200～500m	油42.7	2个

续表

盆地名称	盆地面积×10^4 km^2	沉积岩系			生油岩		油气可采储量×10^8t（m^3）	特大油气田数
		时代	厚度	体积×10^4 km^3	时代	岩性及厚度		
利比亚锡尔特	35	Pz—Mz、Cz，以K、E、N为主	Pz1 500m，K以上最厚5 000m，平均2 500m	80	K—E，以K_2、E为主	以石灰岩、泥灰岩为主，部分为泥岩1 000～2 000m	油40 气7790	4个
阿尔及利亚东戈壁	41	Pz—Mz	4 000～5 000m	160	S	页岩，200m	油9.9 气29940	3个
北　海	62	P—R	总厚8 000m R3 000m	300	J和R，部分C_3	泥岩	油34 气184080	4个
尼日尔河三角洲	6	Cz	一般4 000～6 000m 最大12 000m	30	E	泥岩，1 000～2 000m	油27 气11200	大油气田6个
美国西内部	60.2	Pz、Mz	9 000m	85	∈、C、P	泥岩为主，200～400m		1个（气）
松　辽	22.6	K—N	最厚6 000m 平均3 000m	77.5	K	泥岩500～1 000m		1个
渤海湾	25	Z—Mz，Cz	Cz最厚可达6 000m，其中E4 500m	125	E为主	泥岩大于500m，最厚1 000～1 500m		1个

上述统计资料表明：拥有丰富油气资源的含油气盆地，其面积绝大多数在$10\times10^4km^2$以上，沉积岩体积多在$50\times10^4km^3$以上，烃源岩系的总厚度最小是200 ～300m，一般在500m以上，最厚的可逾1000m。

需要特别指出的是，有些盆地面积虽然较小，但沉积岩厚度大，圈闭的有效容积大，生油层总厚度大，油源丰富，也可形成丰富的油气聚集。例如美国西部的洛杉矶盆地，是一个面积仅3 900km^2的小型沉积盆地，在中新世晚期到更新世短短的时间内，就沉积了厚度达6 000m以上的沉积岩，在沉积凹陷的中心部位，泥质生油岩系厚达2 000～3 000m，油源极为丰富；在油源区及其附近，砂岩储集层发育，储集层与生油层互层或指状交错，还有断层连通，十分有利于油气运移，且发育有一系列背斜构造，圈闭条件好，圈闭面积及高度也较大。因此，形成数目众多的油气田，且含油厚度特别大，一般可达1 000m以上，长滩油田最厚可达1 585m。该盆地每平方公里发现的石油可采储量近$20\times10^4m^3$，居世界各含油气盆地之首。此外，如罗马尼亚的普洛耶什蒂盆地、美国加利福尼亚的文图拉盆地，都是丰度极

高的小型含油气盆地，如图 5-6 所示。

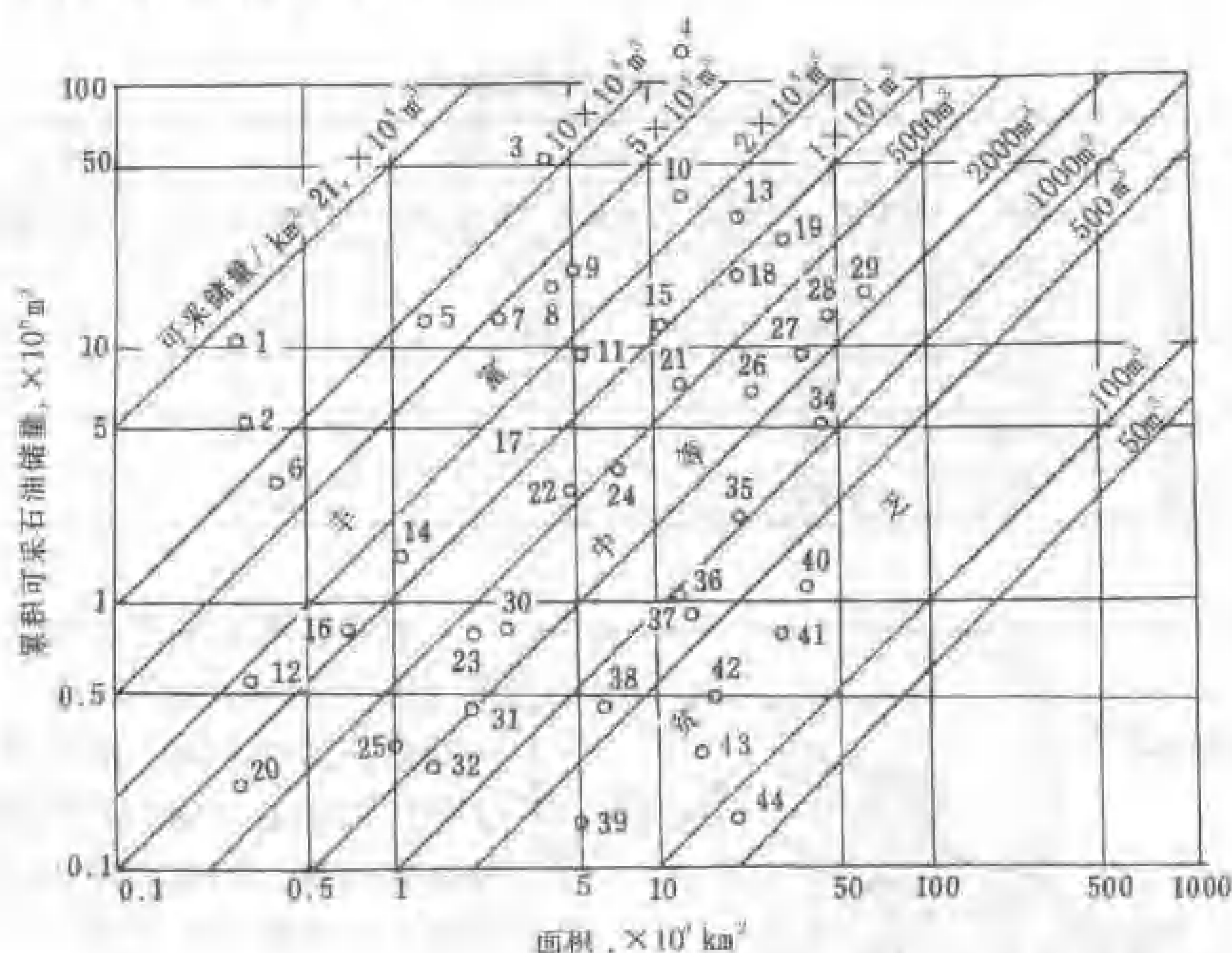


图 5-6　世界部分含油气盆地的丰度（据法国，佩罗唐）

1—洛杉矶（美）；2—普罗耶什蒂（罗）；3—马拉开拔（委）；4—波斯湾（中东）；5—巴库（苏）；6—文图拉（美）；7—山九昆（美）；8—曼格什拉克（苏）；9—苏门答腊（印尼）；10—路易斯安那（美）；11—坦比科湾（墨）；12—吉夫霍斯（西德）；13—锡尔特（利比亚）；14—雷孔卡沃（古巴）；15—东委内瑞拉（委）；16—维也纳（奥）；17—大霍恩（美）；18—阿拉斯加北坡（美）；19—西得克萨斯（美）；20—地拉那（阿尔巴尼亚）；21—尼日尔河三角洲（尼日利亚）；22—巨港（印尼）；23—温德河（美）；24—吉普斯兰（澳）；25—拉哈夫（加）；26—怀俄明（美）；27—东戈壁（阿尔及利亚）；28—得克萨斯海岸（美）；29—阿尔伯达（加）；30—库克湾（美）；31—帕朗蒂（法）；32—塞尔西培（巴西）；33—加蓬西部；34—阿巴拉契亚（美）；35—威利斯顿（美）；36—帕拉多科斯（美）；37—潘农（匈、南）；38—阿基坦（法）；39—圣胡安（美）；40—蒙大拿（美）；41—密执安（美）；42—阿马迪瓦斯（澳）；43—丹佛尔（美）；44—拉达米斯（利比亚）

2. 我国含油气盆地油源条件与油气分布

我国油气资源分布表明，盆地面积大、沉积岩厚度大、沉积岩分布广泛是油气生成和聚集的有利场所（表 5-2）。

陆相沉积盆地的油气勘探同时证明，生油中心控制着陆盆油气分布[67]。根据中国陆相含油气盆地统计，能够形成商业油气流的生烃强度下限值有两个衡量指标[82]，一是最大生烃强度必须大于 $1\times10^{6}t/km^{2}$；另一是平均生烃强度必须大于 $0.5\times10^{6}t/km^{2}$。研究表明，一个含油气盆地生烃强度的大小与该湖盆烃源岩系的累计厚度、烃源岩的有机质丰度和母质类型密切相关。

由图 5-7 可见，松辽盆地已探明的油气藏主要分布于齐家古龙凹陷与三肇凹陷之间的大庆长垣，这正是三角洲砂体有利储集层分布区，也是近油源的有利储集区。齐家古龙凹陷分布区基本上与本区生油中心分布一致，生油中心的油气主要以侧向运移聚集于大庆长垣，还有一部分分别沿齐家古龙及三肇两个凹陷周围的有利储集相带分布。总的看来，松辽盆地

下白垩统油气分布除了直接受控于有利构造圈闭及储集相带之外，生油中心也控制着油气的分布。

表 5-2 我国油气资源的特点

盆地面积 $\times 10^4 km^2$	个数	面积 km^2	石油		天然气	
			资源量，$\times 10^{12}t$	占总量的百分比，%	资源量，$\times 10^{12}t$	占总量的百分比，%
>10	14	272.7	693	73.7	29.06	76.39
10~1	45	133.3	216	23	7.63	20.06
1~0.1	58	22.7	26	2.77	1.32	3.47
<0.1	33	1.8	4.6	0.49	0.03	0.08
合 计	150	429.5	939.6		38.04	

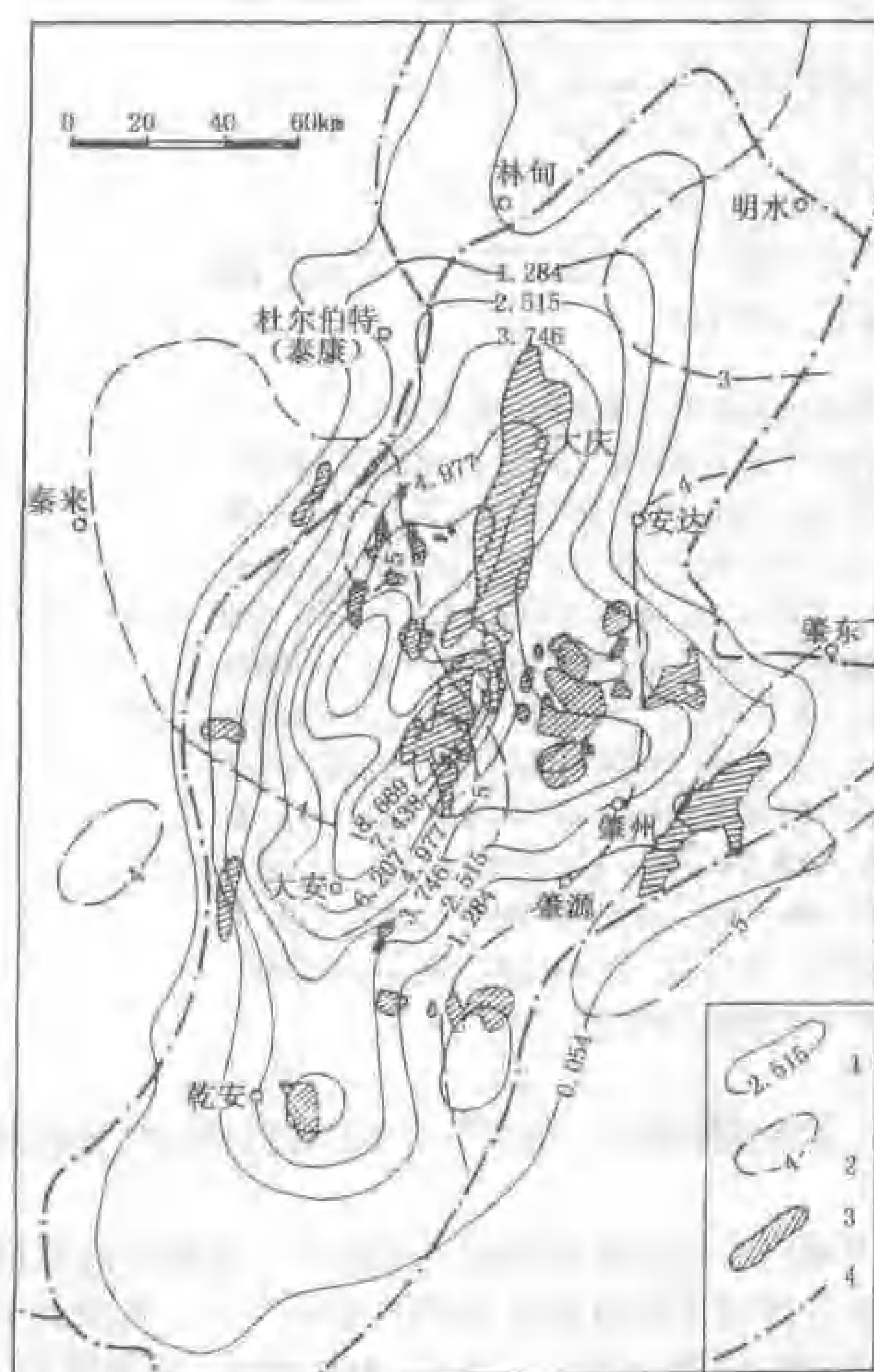


图 5-7 松辽盆地下白垩统生油中心与油气富集关系图（部分）（据王铁冠）
1—生烃强度等值线，$\times 10^6 t/km^2$；2—地温梯度等值线，℃/100m；3—油田；4—拗陷边界

东营凹陷生油中心的生烃强度高值区（大于 $3.61\times 10^6 t/km^2$）分布于垦利—滨州—博兴之间。油气藏主要也分布于该生油中心周缘的有利构造圈闭及有利储集相带，明显表现出生油中心控制着油气分布的特点（图 5-8）。

生油中心制约油气分布的实例，还有渤海湾盆地的辽河断陷、黄骅拗陷、冀中拗陷和东濮凹陷。中国中、新生代 40 多个陆相含油气盆地的研究表明，无论是松辽、鄂尔多斯、塔里木这样的克拉通盆地，还是中国东部的小断块盆地，油气的分布都明显受生油中心的控制，这实际上已经成为陆相油气形成分布的一条基本规律。

从表 5-2 看出，14 个面积大于 $10\times 10^4 km^2$ 的盆地拥有 $693\times 10^8 t$ 石油资源量，占石油总资源的近 80%；9 个主要盆地拥有天然气资源量 $30\times 10^{12} m^3$，占天然气总资源的 80%。

油源的丰富程度除与生油岩的体积有关外，还与生油层的埋藏深度，以及生油层与储集层的接触关系、配合情况等有密切关系。换言之，油源的丰富程度决定于生油岩的体积、有机质数量、类型和成熟度，以及生油岩排烃能力等综合因素。

我国大、中型油气田的分布都是以优质的、充足的油气来源的油源区为基础。油源区根据有机质丰度、类型、生烃量及岩相古

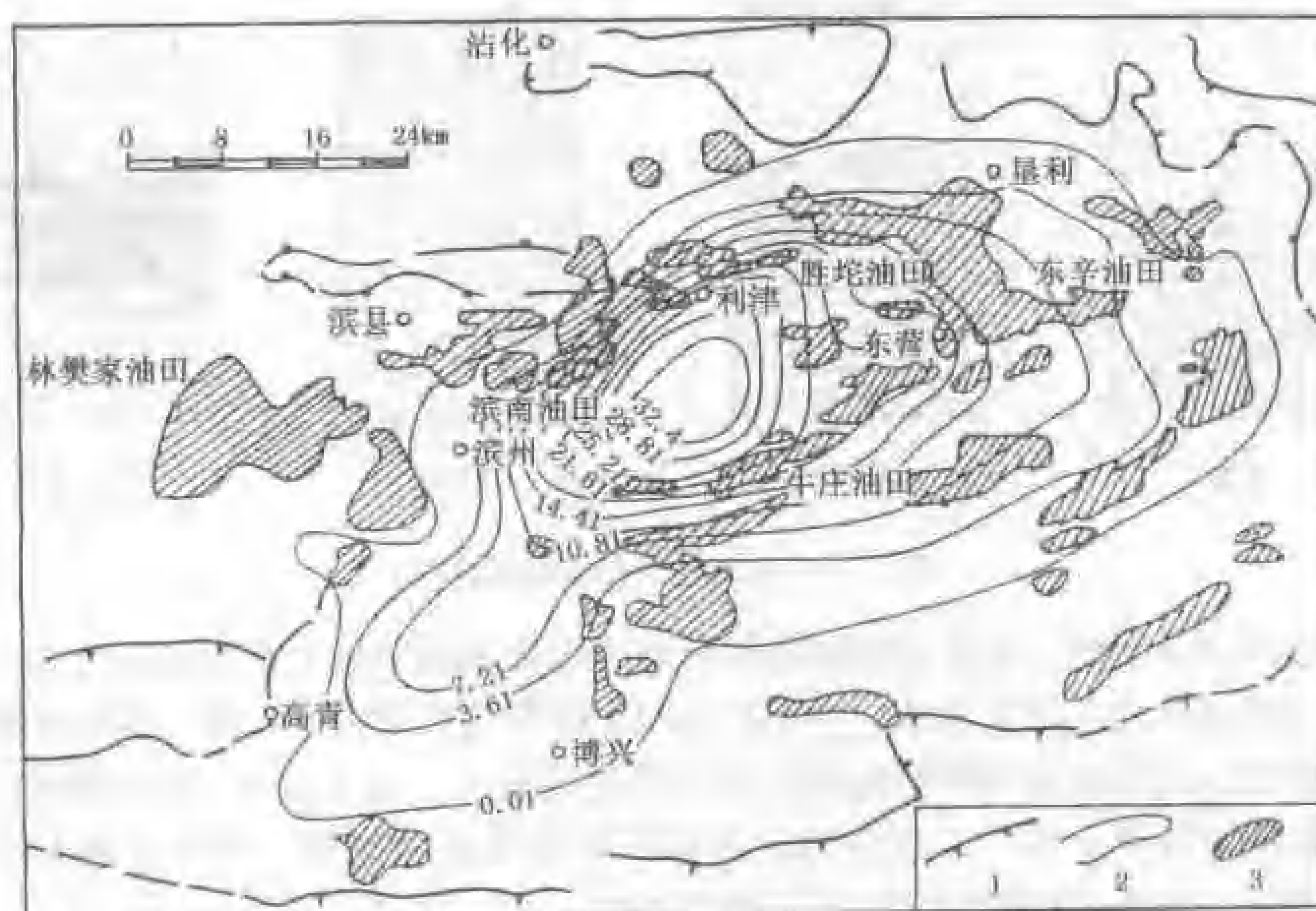


图 5-8 济阳拗陷下第三系生油中心与油气富集关系（东营凹陷部分）

1—地层剥失线；2—生烃强度等值线，$\times 10^{6}$t/km^{2}；3—油田

地理条件分为五类（表 5-3）。我国大、中型油气田主要与第一、第二类油源区有关，如大庆、辽河、胜利、任丘、大港、泌阳和克拉玛依等油田[62]。

表 5-3 油源区的类型及其生油潜量（据黄第藩）

类型	名称	沉积相		有机质含量 %	干酪根烃产率 烃/有机碳 mg/g	岩石生油量 kg/t
第一类	腐泥型油源区	深湖相		2～3	400～500	8～15
第二类	亚腐泥型油源区	深湖相		1.5～2.5	350～450	5～12
第三类	中间型油源区	半深湖—浅湖相	盐湖相	1.0～2.0	250～350	3～7
第四、五类	腐殖型油源区	湖沼相		0.4～1.5	150～250	0.5～3

（二）有利的生、储、盖组合配置关系

油气田的勘探实践证明，生油层、储集层、盖层的有效匹配，是形成丰富的油气聚集，特别是形成巨大油气藏必不可少的条件之一。有利的生、储、盖组合意指生油层中生成的丰富油气能及时地运移到良好储集层中，同时盖层的质量和厚度又能保证运移至储集层中的油气不会逸散。这是形成大油气藏的必备条件。

1. 生、储、盖组合类型

在地层剖面中，紧密相邻的包括生油层、储集层、盖层的一个有规律的组合，称为一个生储盖组合。

根据生、储、盖三者在时间和空间上的相互配置关系，可将生储盖组合划分为四种类型（图 5-9）。

正常式生储盖组合：指在地层剖面上生油层位于组合下部，储集层位于中部，盖层位于上部。这种组合类型又根据时间上的连续或间断细分为连续式和间断式两种。油气从生油层

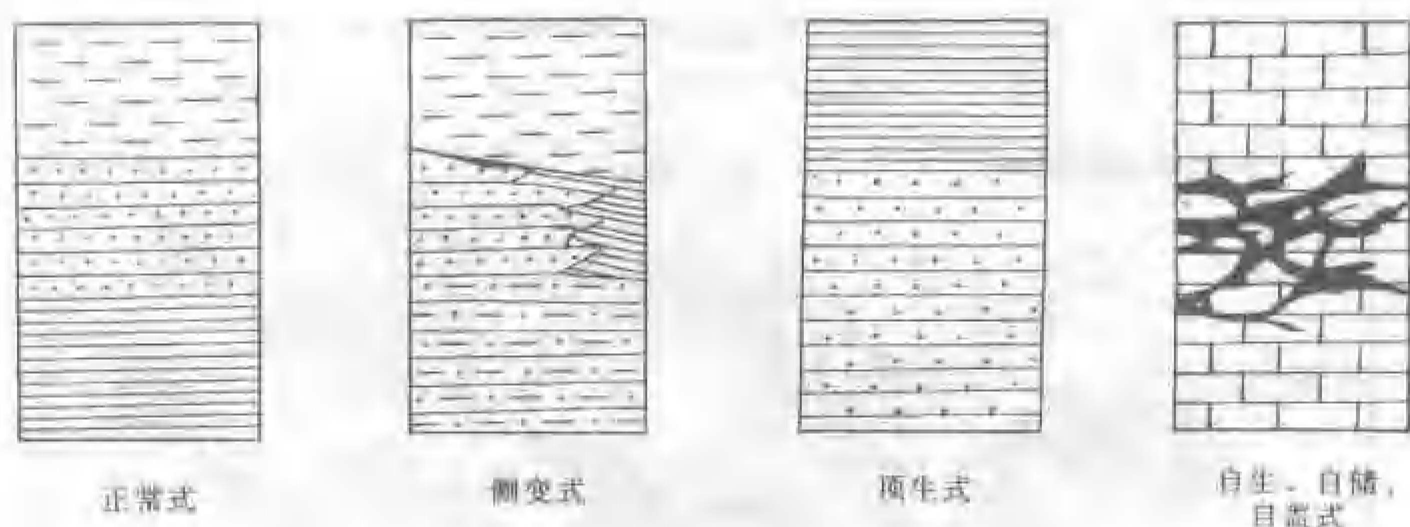


图 5-9　生储盖组合类型示意图

向储集层以垂向运移为主。正常式生储盖组合是我国许多油田最主要的组合方式。

侧变式生储盖组合：由于岩性、岩相在空间上的变化而导致生、储、盖层在横向上组合而成。这种组合多发育在生油凹陷斜坡带或古隆起斜坡上，由于岩性、岩相横向发生变化，使生油层和储集层同属一层，二者以岩性的横向变化方式相接触，油气以侧向同层运移为主。新疆准噶尔盆地西北边缘油气田多属该类组合。

顶生式生储盖组合：生油层与盖层同属一层，而储集层位于其下的组合类型。例如华北任丘油田，下第三系沙河街组泥岩既是生油层又是盖层，直接覆盖在具有孔隙、溶洞、裂缝的中、上元古界白云岩储集层之上。

自生、自储、自盖式生储盖组合：石灰岩中局部裂缝发育段储油、泥岩中的砂岩透镜体储油和一些泥岩中的裂缝发育段储油都属于这种组合类型，其最大特点是生油层、储集层和盖层都属同一层。四川盆地川南二叠系石灰岩某些气藏、柴达木盆地油泉子油田泥岩裂隙油藏等，均属此种组合方式。

根据生油层与储集层的时代关系，可将生储盖组合划分为新生古储、古生新储和自生自储三种型式。较新地层中生成的油气储集在相对较老的地层中，为新生古储；较老地层中生成的油气运移到较新地层中聚集，属古生新储；而自生自储乃指生油层与储集层都属于同一层位。以上三种型式的盖层都比储集层新。

根据生储盖组合之间的连续性可将其分为两大类，即连续沉积的生、储、盖组合和被不整合面所分隔的不连续生、储、盖组合。

2. 生储盖组合评价

在粘土岩—碎屑岩类构成的生储盖组合中，砂岩储集层与泥岩生油层的组合关系对油气聚集能力有着重要意义。据 K.Magara（1978）研究美国 7 241 个砂岩油藏的砂岩平均厚度与总可采石油量之间的关系结果表明：砂岩体与其周围生油气层的接触面积是控制石油储量的最重要因素[144]。

所以，在一些砂岩、泥岩互层剖面发育的地区，利用砂岩厚度百分率图和砂—泥岩厚度比率图来寻找油田能够获得较好的效果。P.A.Dickey & R.E.Rohn（1958）将分布于美国怀俄明州盐溪区白垩系弗朗提尔组（系由云母质砂岩和页岩组成）作出砂—泥岩厚度比率图（5-10），结果发现石油多产自砂岩与页岩之比为 1/4 的地区，即油田多沿着 0.25 等比率线分布；而天然气却聚集于砂岩分布较多的地区。与此相似，在俄克拉何马州东南部宾夕法尼亚系阿托卡组暗灰色页岩中夹 1～10 层透镜状砂岩，在东南部厚逾 1 500m，向西北骤减至尖灭（图 5-11）。当时古陆位于西北部，向东南倾伏入海盆，石油聚集多沿近海岸带砂－

泥岩厚度比率0.5～2.0的地区。



图5-10 美国怀俄明州盐溪区白垩系弗朗提尔组砂—泥岩厚度比率图（据P.A.Dickey&R.E.Rohn，1958）



图5-11 美国俄克拉何马州东南部宾夕法尼亚系阿托卡组砂—泥岩厚度比率图（据D.A.Busch，1950）

从不同学者在世界若干产油地区研究砂—泥岩厚度比率和剖面中的砂岩厚度百分率的统计结果（表5-4）可以看出：对石油聚集最有利的砂岩厚度百分率大致介于20%～60%，中值为30%～40%。

表5-4 若干地区石油聚集的最佳砂岩百分率[57]

产油地区及层系	砂—泥岩厚度比率	砂岩厚度百分率，%	研究人
美国落基山区上白垩统	0.25～1	20～50	Krumbein & Nagel (1953)
秘鲁帕里纳斯砂岩油藏	0.60	37	Youngquist (1958)
美国怀俄明州盐溪区白垩系弗朗提尔组	0.23～0.41	19～29	Dickey & Rohn (1958)
美国俄克拉何马州宾夕法尼亚系阿托卡组	0.50～2.0	33～67	

综上所述可以看出，单纯块状砂岩发育或单纯块状泥岩发育的地区，对石油聚集都不利。只有在砂岩厚度百分率介于20%～60%，即砂岩储集层单层厚约10～15m、泥岩生油层单层厚约30～40m，二者呈略等厚互层的地区，砂—泥岩接触面积最大，最有利于石油聚集[57]。

不同的生、储、盖组合，具有不同的输送油气的通道和不同的输导能力，油气富集的条件就不同。例如，生油层与储集层为互层状的组合型式，由于生油层与储集层直接接触的面积大，储集层上、下生油层中生成的油气，可以及时地向储集层输送，对油气生成和富集都最为有利。当储集层中有背斜存在时，则油气可从四周向背斜中聚集，形成丰富的油气藏，如图5-12所示。

生油层与储集层为指状交叉的组合型式时，由于生油层与储集层的接触局限于指状交叉地带，在这一地带的输导条件好，有利于排烃和聚集，与互层相似。而在面向盆地远离交叉

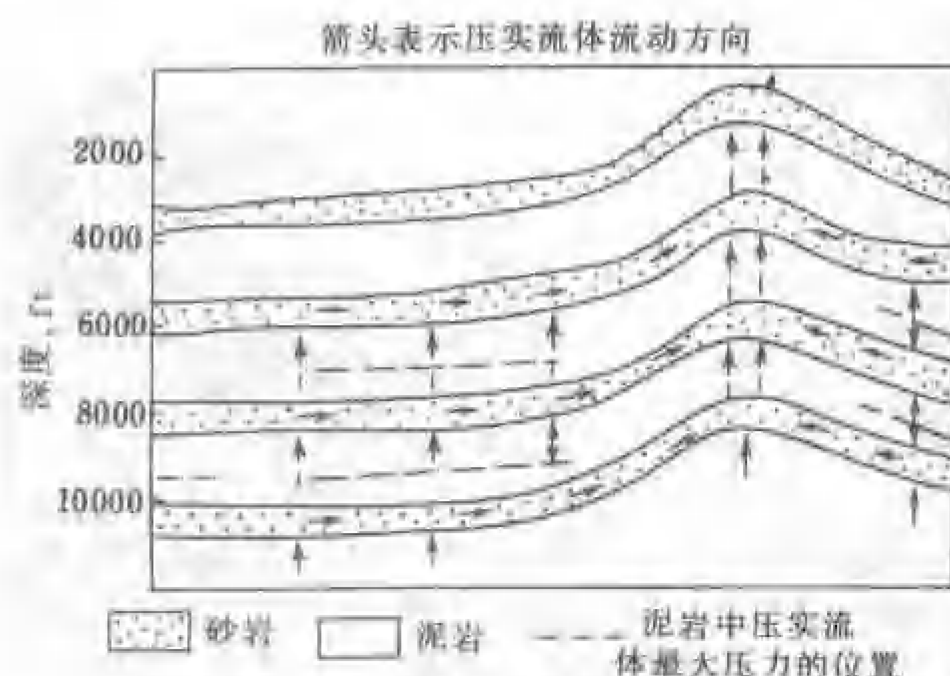


图5－12　生油层与储集层为互层组合时，油气初次运移和聚集示意图
（据R.J.Cordell，1976，1977）
（关于苏联西西伯利亚盆地白垩系至侏罗系油气初次运移和聚集的模拟）
1ft＝0.3048m

带的一侧，由于附近缺乏储集层，输导能力受到一定限制；在另一侧，则只有储集层，缺乏生油层（油源），油气来源也受到一定限制。故其输导条件和油气富集条件都较互层差。如图5－13所示。

当生油层中存在砂岩透镜体时，从接触关系来看，应该是油气的输导条件最为有利。但是，在这种情况下，油气输导的机理，至今还没有被充分的解释清楚。因为，在油气生成的主要阶段之前，砂岩透镜体早已被水所充满，要使油气进入透镜体，必须同时有等量的水被排出。R.J.Cordell认为，生油层中的油气是从砂岩透镜体的底下进入透镜体的，而透镜体内原有的水从上部排出，如图5－14所示。

上述三种生、储、盖组合的型式与油气初次运移和富集的关系，基本上可以说明了生、储、盖组合型式对油气藏形成的影响。

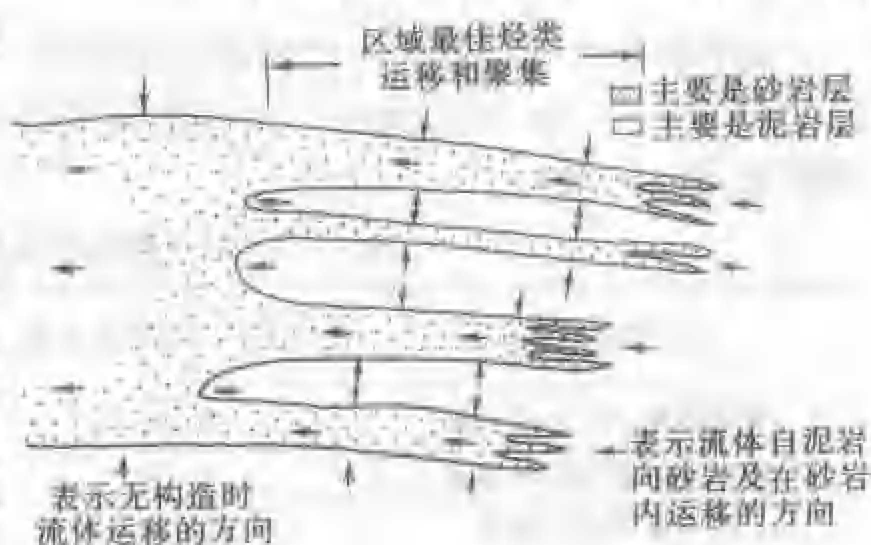


图5－13　生油层与储集层成指状交叉组合型式时，油气初次运移和聚集示意图
（据R.J.Cordell，1976，1977）
（关于三角洲指状交叉组合油气初次运移和富集的模拟）

（三）有效的圈闭

大量油气勘探实践证明，在具有油气来源的前提下，并非所有圈闭都聚集有油气，而是有的圈闭聚集油气，有的圈闭只含水，属于所谓“空”圈闭，这表明它实际上对油气聚集而言是无效的。圈闭的有效性就是指在具有油气来源的前提下圈闭聚集油气的实际能力。影响圈闭有效性的主要因素有如下几个方面[57]。

1．圈闭形成时间与油气区域性运移时间的关系

石油和天然气只有在圈闭形成以后才能在其中聚集起来。如果在一个沉积盆地内，有的圈闭是在最后一次区域性油气运移以后形成的，它形成时，油气早已运移走了，这种圈闭对油气的聚集显然无效。只有那些在油气区域性运移以前或同时形成的圈闭，对油气的聚集才是有效的。

油气发生初次运移时，在生油层内部的岩性、地层圈闭中聚集起来形成的油气藏，对该生油层来讲，是形成最早的油气藏。在生油层成岩以后，地壳运动形成许多背斜、断层及地层不整合圈闭。这个阶段，是盆地内最重要的区域性油气运移时间，也是形成油气藏的关键时期。但是，如盆地经过若干次构造运动，则决定盆地内地质构造现状的最后一次构造运动，它控制了最后一次区域性油气运移的时间，可能产生两种结果：一种情况是它可能使盆地原有构造面貌继承性发展，使原有的多数圈闭进一步发育定型，对油气聚集最有利；而在这次运动中新形成的圈闭，由于油气多已聚集在早期圈闭中，这些新圈闭常常成为“空”圈

闭，对油气聚集无效。另一种情况是地壳运动比较强烈，改变了盆地原来构造面貌，破坏了早期圈闭，打破了原来油气聚集的平衡状态，再次发生区域性运移，油气重新分布。例如，塔西南巴什托普油田在海西期末构造高点位于今高点西部，聚集了寒武系至奥陶系烃源岩生成的油气，喜山期构造运动使该油田构造高点向东迁移，原先聚集的油气重新分配向新的圈闭聚集。这样，在这次运动中形成的新圈闭，在隆起幅度高、封闭条件好的前提下，就更有利于油气聚集，成为有效的圈闭；而原有的早期圈闭，如果遭到破坏，油气逸散，就成为对油气聚集无效的圈闭了。有时两种情况同时出现在一个沉积盆地中，使圈闭的发展历史复杂化。

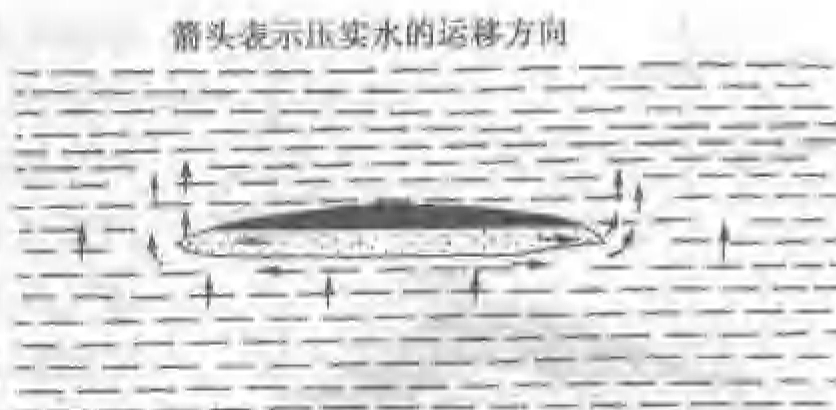


图 5－14　生油层中存在砂岩透镜体时，油气初次运移和聚集示意图(据 R.J.Cordell,1976,1977)

（关于美国得克萨斯州北部和中西部砂岩透镜体中油气初次运移和富集过程的模拟）

酒泉盆地老君庙和青草湾两背斜都位于南部构造带，其第三系地层中具有相似的背斜圈闭。钻探结果，老君庙背斜具有丰富的油气藏，而青草湾背斜则未发现油气聚集。在对比了两个背斜构造的地质发展历史后，发现除与岩性变化有关外，背斜圈闭形成时间与区域性油气运移时间的对应关系，是一个极为重要的原因。酒泉盆地最后一次区域性油气运移时间是上新世，此时老君庙背斜已经形成，油气聚集其中，形成丰富的油气藏；而青草湾背斜圈闭，在上新世末期才形成，这时区域性的油气运移已结束，缺乏油气来源，而且其海拔高度又低于老君庙背斜，也不能使油气重新运移其中。因此，青草湾背斜圈闭对油气聚集是无效的，没有形成油气藏。

2．圈闭位置与油源区的关系

国内外勘探实践证明，沉积盆地中生油坳陷控制油气分布，一般长期继承性发育的深凹陷是盆地内最有利的生油区。油气生成后，首先运移至油源区内及其附近的圈闭中，聚集起来形成油气藏。多余的油气则依次向较远的圈闭运移聚集。如果油源有限，不能满足盆地内所有圈闭的总有效容积时，则距油源区远的圈闭通常成为无效的圈闭。所以，一般情况下，圈闭所在位置距油源区愈近，愈有利于油气聚集，圈闭的有效性愈高。

陆相沉积盆地中储集层在纵向、横向上变化大，油气运移距离短。因此，在生油区内及其附近的圈闭是最有利的，油气藏富集程度高。而远离生油区的圈闭富集程度低或往往是无效的。在松辽盆地的中央深凹陷油源丰富，大庆长垣位于深凹陷内，油气生成后就近聚集其中，形成特大油田；而远离中央凹陷的若干构造，其含油气情况明显变差。这表明在陆相沉积盆地内，有利的生油区控制了油气的分布范围，查明圈闭所在位置与油源区的关系，对指导油气勘探有重要的实际意义。

在海相地层发育的沉积盆地中，一般储集层岩性较稳定，连通性也较好，油气能较长距离地运移。因此，圈闭所在位置与油源区的相应关系，就不像在陆相沉积盆地内那么重要了。

从圈闭所在位置与油源区的关系研究圈闭的有效性时，需要注意两个重要因素。其一是油源是否充足，即油源区所供给油气的数量能否满足盆地内所有圈闭总有效容积的需要，假如油气供给能够充满盆地内所有圈闭，则圈闭都是有效的；如果油气来源有限，则圈闭所在位置与油源区的相应关系，就显得非常重要，距油源区愈近愈好。另一个要注意的因素是储

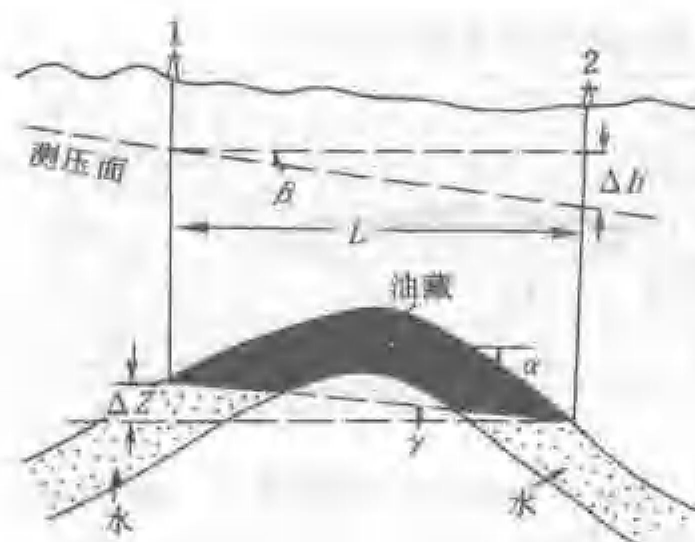


图 5-15 水压梯度与圈闭有效性的关系
ΔL—1，2号井间的距离；Δh—1，2号井间测压面高差；ΔZ—1，2号井间油（气）水界面高差；α—储集层顺水流方向一翼的倾角；β—水压面的倾角；γ—油水界面的倾角

集层的岩性变化和受断裂分割程度如何。如果储集层的岩性变化大，物性不稳定，孔隙连通性差，乃至有的互相隔绝，再加上封闭性断层发育，将同一储集层分割成若干互不连通的断块，那么，即使油源充足，油气也很难进行较长距离的区域性运移，油气只能在生油区内及其附近的圈闭中聚集，在这种情况下，离生油区较远的圈闭，有效性当然就很差；相反，若储集层岩性变化小，连通性好，又无断层分隔，则在油气供给充足的情况下，圈闭所在位置与油源区的对应关系，就显得无足轻重了。

3. 水压梯度和流体性质对圈闭有效性的影响

在静水压力条件下，测压面是水平的，同一储集层内海拔高度相同的各点，都具有同样大小的压力，这时，圈闭内的油—水（或气—水）界面呈水平状态。如果在水动力条件下，测压面是倾斜的，在水压梯度的作用下，储集层中所含的地层水，沿测压面倾斜的方向，从供水区流向泄水区，圈闭内的油—水（或气—水）界面也顺水流方向倾斜，其倾角的大小决定于水压梯度和流体的密度差，如图 5-15 所示。

对油藏而言，油—水界面倾角可由下式求出

$$\tan\gamma_o = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o} \cdot \tan\beta = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o} \cdot i \qquad (5-2)$$

式中 ρ_w、ρ_o——水、油的密度；

i——水压梯度。

对气藏而言，气—水界面倾角则由下式求出

$$\tan\gamma_g = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_g} \cdot i \qquad (5-3)$$

式中 ρ_g——天然气的密度。

从式（5-2）或（5-3）可看出，在水压梯度和流体密度差的作用下，圈闭对油聚集的有效性与对气聚集的有效性是不同的（图 5-16）。如果水压梯度不变，则流体密度直接影响圈闭的有效性。设油、气、水的密度分别为：$\rho_g = 0.001\text{g/cm}^3$；$\rho_o = 0.8\text{g/cm}^3$；$\rho_w = 1\text{g/cm}^3$。则根据上述两式计算结果：$\tan\gamma_g = i$；$\tan\gamma_o = 5i$。即在水压梯度相同的条件下，由于天然气比石油的密度小，油—水界面的倾角相当于气—水界面倾角的 5 倍；换言之，在相同的水动力条件下，对同一圈闭而言，气—水界面倾角可能小于圈闭水流方向一

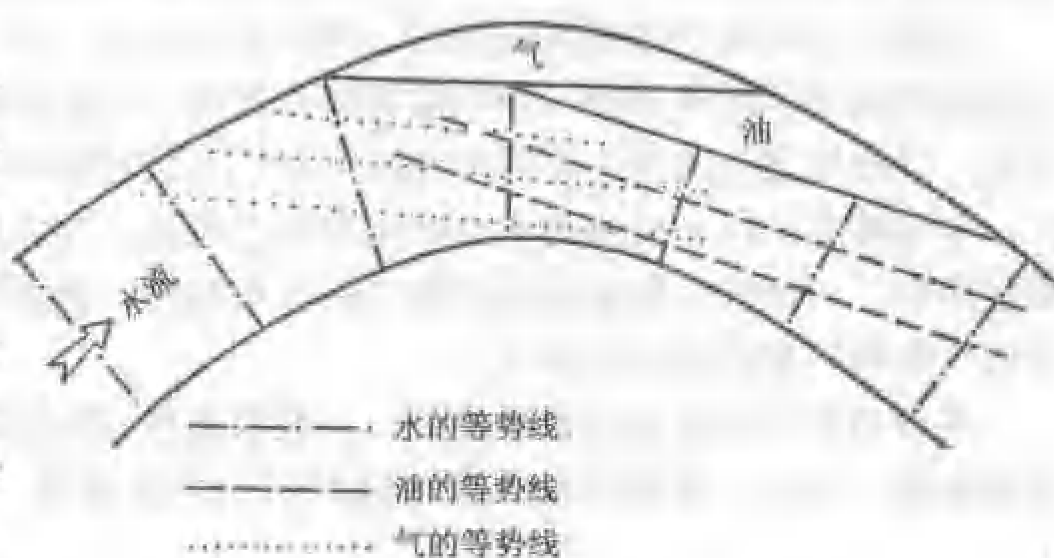


图 5-16 水动力条件下油气水界面分布示意图

翼的岩层倾角（$\gamma_g<\alpha$），天然气能聚集而成气藏，该圈闭对气体的聚集就是有效的。而油—水界面的倾角则可能等于或大于圈闭水流方向一翼的岩层倾角（$\gamma_o\geqslant\alpha$），石油就会被水冲走，结果该圈闭被水充满，对石油聚集无效，油藏被完全破坏。

另一方面，由于各地区的地质构造面貌千变万化，导致水压梯度也变化甚大。我们可以根据上述公式计算水压梯度对圈闭有效性的影响，求出在不同水压梯度下，圈闭聚集油、气所要求的岩层倾角最小值。

由表5-5中可看出，在同一水压梯度下，圈闭中聚集石油和天然气所要求的岩层倾角最小值，差别很大。对气体聚集而言，气—水界面倾角 γ_g 常常很小，所要求的岩层倾角也就很小，即在自然界常见的水压梯度作用下，几乎任何圈闭对天然气的聚集都是有效的；而对石油聚集而言，条件要求就较高，如水压梯度为0.005~0.01时，则在岩层倾角小于1°的平缓圈闭中，石油会被水流冲走而难以聚集。所以，从水动力学观点来看，同一圈闭往往对天然气聚集有效，而对石油聚集可能无效。

表5-5　圈闭中聚集油、气所要求的岩层倾角最小值

水压梯度	岩层倾角最小值	
	天然气	石油
0.0001	0.005°	0.025°
0.001	0.05°	0.25°
0.01	0.5°	2.5°
0.1	6°	30°

（四）必要的保存条件

在地质历史中已经形成的油气藏能否存在，决定于在油气藏形成以后是否遭受破坏改造。因此，必要的保存条件，是油气藏存在的重要前提。

闻名的黑油山沥青丘系油气藏经抬升后遭受破坏，无封闭条件，轻烃散失，残存的稠油被沥青本身封闭形成了沥青封闭油藏（图5-17）。

1. 地壳运动对油气藏保存条件的影响

地壳运动可以导致油气藏完全破坏。如地壳运动破坏了圈闭条件，储集层遭到剥蚀风化，油气大量散失，造成大规模的地面油气显示，破坏了原有的油气藏。如柴达木盆地的油砂山就是由于地壳运动使原有的油气藏遭受严重破坏，第三系储油层出露地表，遭到剥蚀风化；

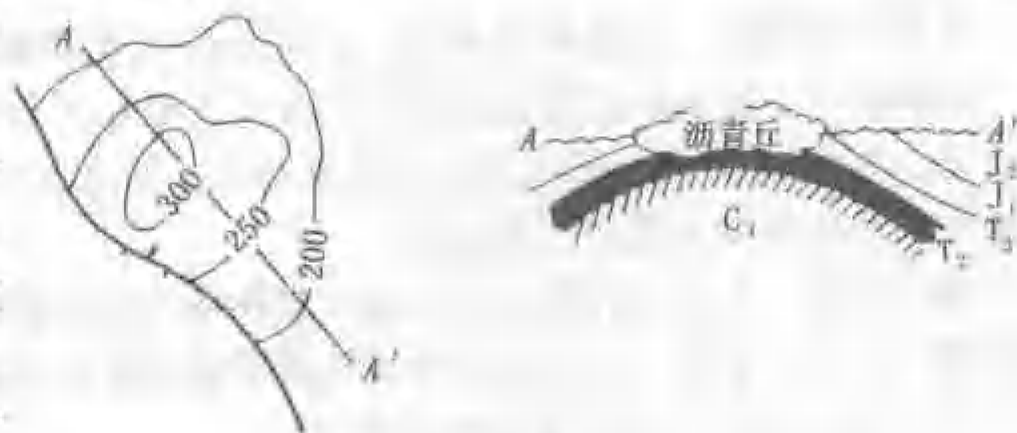


图5-17　克拉玛依油田黑油山沥青封闭油藏平面（a）及剖面图（b）

塔里木盆地志留系沥青砂也是地壳运动使古油藏遭受破坏的结果；酒泉西部盆地的石油沟油田，其第三系白杨河组油气藏，受喜马拉雅造山运动的强烈影响，使油气藏遭到严重破坏，大量原油流失地面。

地壳运动产生一系列的断层，也会破坏圈闭的完整性，油气沿断层流失，油气藏破坏。如果断层早期是开启性的，后期是封闭性的，则早期断层起通道作用，油气散失；而后期形成遮挡，重新聚集油气，形成次生油气藏或残余油气藏。例如东营凹陷最主要的地壳运动是

渐新世东营组末期的"华北运动"，它以块断活动为主要特征，产生了大量断层。这些众多的断层破坏了原有圈闭及油气藏的完整性，使油气重新分布，同时也导致次生油气藏的形成。

地壳运动也可以使原有油气藏圈闭溢出点抬高，甚至使地层的倾斜方向发生改变，其结果造成原有油气藏及其圈闭完整性破坏，油气重新分配，或油气藏的再形成。

因此，当研究油气藏的保存条件时，首先要研究盆地的地壳运动发展历史及其与油气聚集的关系。

2. 岩浆活动对油气藏保存条件的影响

岩浆活动对油气藏的保存表现在两个方面。当高温岩浆侵入油气藏，会把油气烧掉，破坏圈闭。在这种情况下，大规模岩浆岩的活动对油气藏的保存是不利的，最终导致油气藏的破坏。当岩浆活动发生在油气藏形成以前时，岩浆的破坏作用只产生在其活动的当时，而在冷凝之后，不仅失去了破坏作用，反而在其他有利条件配合下，它本身也可成为良好的储集体或遮挡条件。

辽河断陷火山岩分布普遍，喷发的时期也很多。下第三系沙河街组一、二、三、四段，东营组一、二、三段，上第三系馆陶组都夹有火山岩。沙河街组下部（沙三、沙四段）为中基性岩，以中性为主，还有少量碱性岩（粗面岩）；沙河街组中上部（沙一、沙二段）也为中基性岩，但以基性为主；东营组和馆陶组岩浆成分和岩石类型趋于单一，以基性岩为主。断陷内约有40%的井都遇到了不同时代的火山岩，火山岩的纵向和平面分布表明，在断陷形成初期，火山岩的喷发通道是大型的断陷边界张性断层；至断陷进入比较稳定的沉积时期，火山活动强度减弱；进入断陷以上升为主的东营组沉积时期，火山活动又增强，这时以构造顶部的张性断裂为主要通道。因此，火山岩主要是沿大断层呈北东向分布，其次分布于构造的顶部，如图5－18所示。

虽然有这样广泛的火山岩分布，但是，辽河断陷仍是一个含油气丰富的地区。这是因为岩浆活动的时期与油气藏形成时期配合较好，即岩浆活动早于油气藏形成时间，因此，并未破坏油气藏。

又如济阳拗陷，在始新世末期，岩浆活动也比较活跃，沿主断裂产生了中基性岩浆喷发，在滨南平方王地区见到玄武岩和安山岩，厚0.5～6m，在义和庄南部见到玄武岩及安山玄武岩，厚度6～65m；潍北凹陷见到玄武岩，厚度5～117m或者更大。但是，济阳拗陷的含油气丰富程度并未受到严重破坏。

综上所述，在研究岩浆活动对油气藏保存条件的影响时，必须深入细致地研究岩浆活动的时期、方式、范围，以及它们与油气藏形成时间和位置之间的关系。

3. 水动力对油气藏保存条件的影响

水动力环境对油气藏的保存条件有重要影响。活跃的水动力环境可以把油气从圈闭中冲走，导致油气藏破坏。因此，一个相对稳定的水动力环境，是油气藏保存的重要条件之一。

渤海湾盆地潜山油气藏的保存条件与水动力环境有极密切的关系，油气藏主要分布在水动力环境相对稳定的地区。第三纪以前，渤海湾地区的中、上元古界及下古生界碳酸盐岩风化带，广泛接受大气降水的淋滤。早第三纪以来，该区拗陷部分开始重新接受沉积，结束淋滤阶段。但是，在高隆起地区，淋滤阶段延至馆陶组沉积之前，甚至明化镇组沉积之前才结束；而与老山相连接的地区，至今仍处于淋滤阶段或受淋滤强烈影响。因此，早期结束淋滤阶段，在早第三纪沉积拗陷中的潜山分布区，水动力相对稳定；与现代补给区相邻接的地区，水动力一般很活跃。而介于二者之间的过渡地带，则存在着沉积水和淋滤水相交替的复

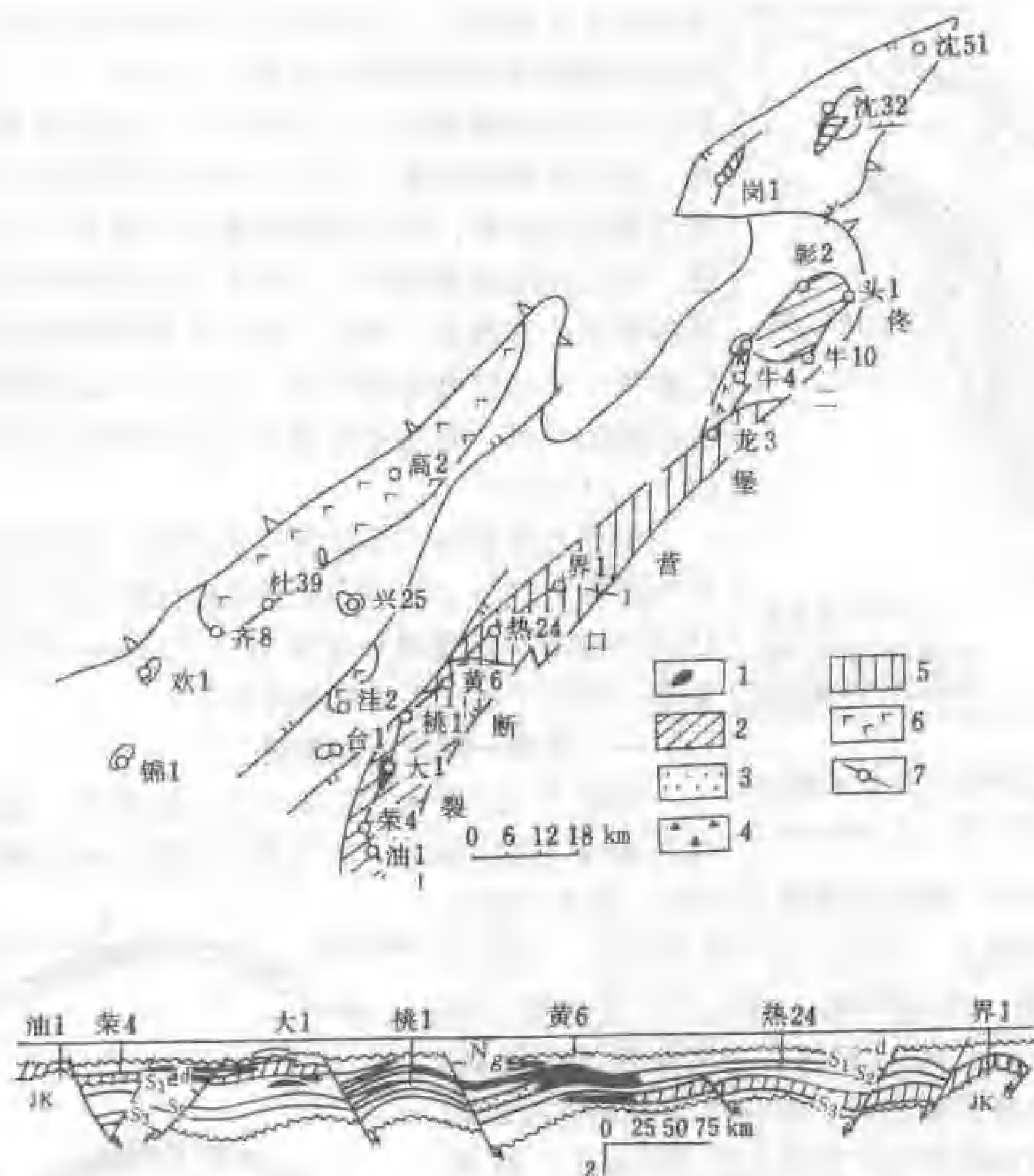


图5－18 辽河断陷新生代火山岩分布图（据辽河石油勘探局）
1—馆陶期（Ng）；2—东营期（Ed）；3—沙一期（Es_1）；4—沙二期（Es_2）；
5—沙三期（Es_3）；6—沙四期（Es_4）；7—剖面位置

杂过程。由于淋滤水在古风化壳中的运动方向与早第三纪沉积水的运动方向相反，其间存在一个压力平衡带，水动力环境稳定性好，具有良好的保存条件，是油气藏形成和分布的有利地区。如任丘油田就是处于这种有利的水动力环境稳定区的边缘。

相反，在水动力环境活跃区，油气藏的保存条件就差，油气被水冲走，油气藏遭到破坏。在该区外侧与补给区相连，水流活跃，水质淡化。因此渤海湾盆地一些拗陷的边缘山区或凸起区水动力活跃，对油气藏保存不利，含油气远景也差。

综上所述，油气富集的最基本条件是充足的油气来源，有利的生、储、盖组合，有效的圈闭以及必要的保存条件等四个方面，只有具备了这四个条件，大型油气藏才能够形成与保存。

第3节 油 气 聚 集

油气在圈闭中积聚形成油气藏的过程称为油气聚集。油、气、水由于密度不同，在圈闭



图 5－19 美国阿巴拉契亚盆地油藏与气藏分布图（据 A.I.Levorson）

中会发生重力分异。当油气在盆地内生成以后，便沿上倾方向向周围高处的圈闭中运移，由于油、气、水的密度不同，天然气的密度最小，粘度也小，在孔隙介质中最易流动，所以运移的结果，天然气必然占据盆地中心周围的最高位置的构造环，而石油则占据其下倾方向位置较低的构造，比较接近盆地的中心。世界上很多含油气盆地具有这样的油气分布特点。例如，美国东部的阿巴拉契亚盆地就可作为一个比较典型的实例，在盆地中心周围靠外的部分是大量的气藏，而在盆地近中心部分则是以油藏为主，如图 5－19 所示。

世界上也发现了很多相反的情况。在低处的构造圈闭中充满着天然气，而在高处的构造圈闭中却充满着石油。1953 年加拿大石油地质学家 W.C.Gussow 系统研究了这种现象，提出了油气差异聚集原理。

一、在单一圈闭内的聚集

如图 5－20 所示，在静水压力条件下，油气源源不断从凹陷向上倾运移时，油气在单个圈闭中的聚集分成三个阶段。第 I 阶段，圈闭中聚集了油气，原来占据着圈闭的水，被排出一部分，由于重力分异，气体占据圈闭的顶部，油在中部，油气并未充满整个圈闭，其下部为水；第 II 阶段，油气数量继续增加，油水界面一直降到溢出点，但油气数量还在继续增多，一部分石油便从溢出点沿上倾方向溢出；第 III 阶段，油气继续进入圈闭，天然气向圈闭上部聚集，把石油推向溢出点，石油不断地被排出，当天然气的数量显然足够占据整个圈闭时，石油便不可能再进入圈闭，而是沿溢出点向上倾方向溢去。在这种情况下，这个圈闭就完全被天然气所充满了。

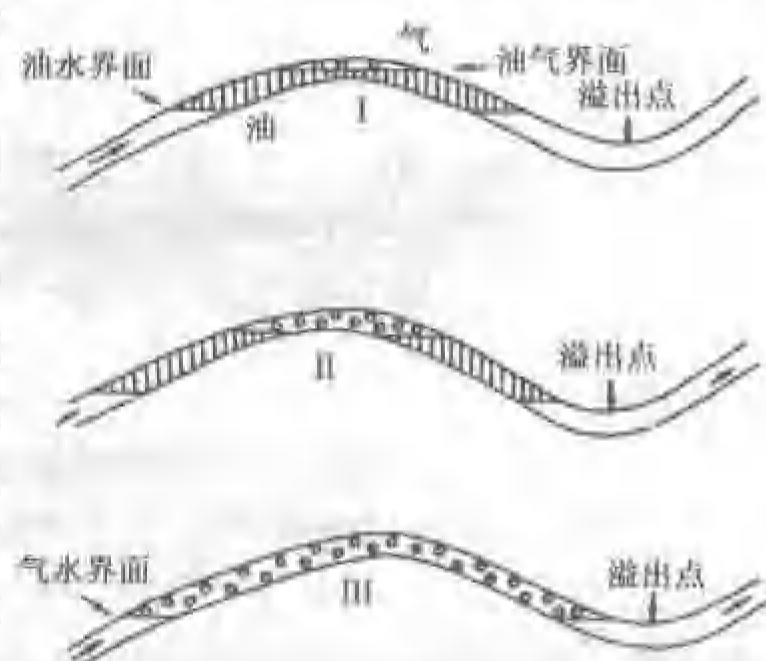


图 5－20 油气在单一背斜圈闭中的聚集

二、油气差异聚集原理

（一）油气差异聚集原理

假如在静水压力条件下，同一渗透层相连圈闭的溢出点海拔依次递增，而且没有局部支流运移和溶解气体的影响，就会出现如图 5－21 所表示的油气差异聚集情况。

（a）表示第一阶段，油气从盆地中油源区沿区域性上倾方向运移，首先进入圈闭 1，这时圈闭 1 尚未装满；（b）代表第二阶段，油气继续供应，圈闭 1 中之油水界面下降至溢出点，石油开始从圈闭 1 中溢出而进入圈闭 2，但天然气仍在圈闭 1 中形成气顶；（c）代表第三阶段，油气仍在继续供给，使圈闭 1 完全充满天然气，油气则通过溢出点向圈闭 2 运移，此时在圈闭 1 中已形成纯气藏；圈闭 2 则形成有气顶的油藏；如此继续聚集，如果油气供给比较充足，则通过（d）、（e）阶段，最终的结果可能是圈闭 1、2 为纯气藏，圈闭 3 为带气顶的油气藏，圈闭 4、5 可能为纯油藏。当油气供应来源特别充足或者不充足的时候，则油气在五个圈闭中的聚集情况会有所变化，但所遵循的原理是不变的。

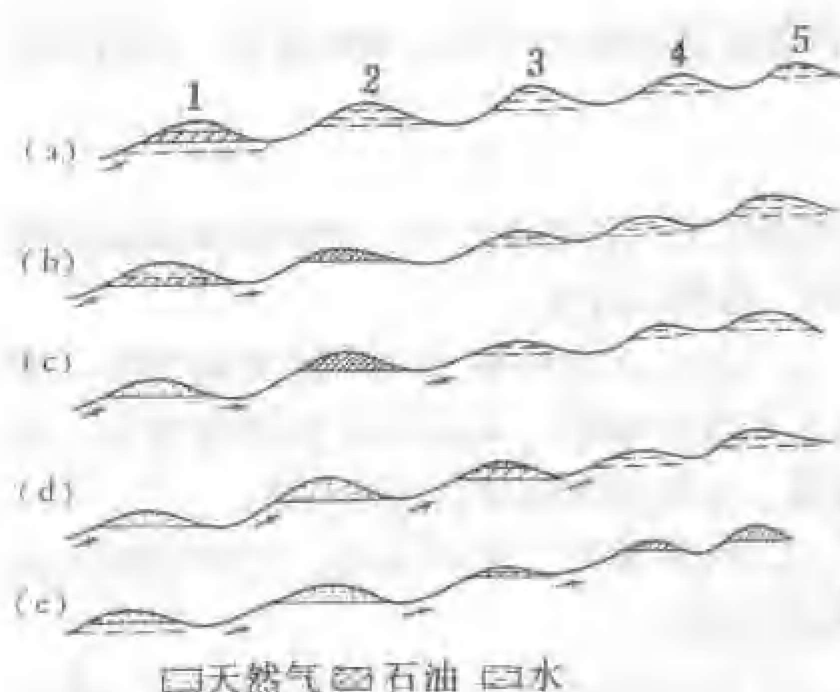


图 5－21 在相连通的一系列圈闭中的油气差异聚集

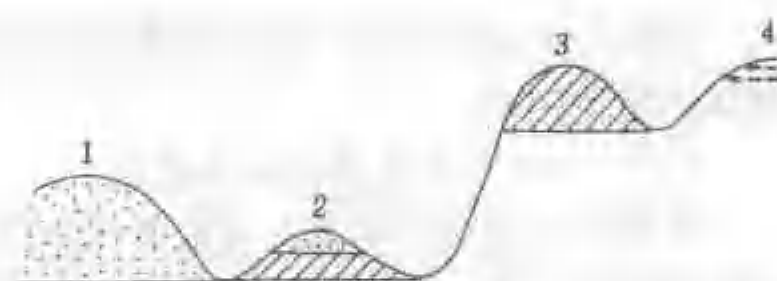


图 5－22 溢出点是油气继续向上运移还是聚集的控制点，而与构造顶的高度无关

要特别注意的是溢出点的高度，它是控制油气是否继续向上倾方向运移的控制点，而构造圈闭的顶点并不起控制作用，如图 5－22 所示。

溢出点最低的圈闭 1 中将充满天然气，而溢出点稍高的圈闭 2 中则油气并存（虽然圈闭 1 的构造顶点高于圈闭 2 的构造顶点）；溢出点更高的圈闭 3 中则为没有气顶的油藏。

综上所述，油气差异聚集原理可以得出如下四点结论：

(1) 在离供油气区最近、溢出点最低的圈闭中，在气源充足的前提下，形成纯气藏；距离稍远、溢出点较高的圈闭中，可能形成油气藏或纯油藏；在溢出点更高，距油源区更远的圈闭中，可能只含水。

(2) 一个充满了石油的圈闭，仍然可以作为有效的聚集天然气的圈闭。但是，一个充满了天然气的圈闭，则不再是一个聚集石油的有效圈闭了。

(3) 若油气按密度分异比较完善，则离供油区较近、溢出点较低的圈闭中，聚集的石油或天然气的密度应小于距油源区较远、溢出点较高的圈闭中的油或气的密度。

(4) 所形成的纯气藏、油气藏、纯油藏的数目，取决于油气来源供应的充分程度及圈闭的大小和数目。

在世界上，目前已发现很多符合油气差异聚集原理的油气田实例。例如，俄罗斯地台斯大林格勒区北部构造群下石炭统斯大林山层，有三个相联系的圈闭，由南向北沿上倾方向依次为：李涅夫、日尔诺夫和巴赫麦其也夫等构造。李涅夫构造只含气不含油，日尔诺夫构造为一油气藏，而巴赫麦其也夫构造则为没有气顶的油藏，如图 5－23 所示。

其中所含石油的密度也是南轻北重，天然气中的甲烷含量，也是南多北少，如表 5－6 所示。

表 5－6 三个构造的油气差异聚集特征

构造名称	顶部标高，m	含油气情况	油气藏高度，m	石油相对密度	天然气 CH_4 含量
李涅夫	－1 091	只含气	（气藏）14	0	91.5%
日尔诺夫	－1 882	油藏有气顶	（油藏）20	0.840～0.850	86%
巴赫麦其也夫	－857	油藏无气顶	（油藏）49	0.859～0.874	0

这是由于油气源在李涅夫构造东南方向，因此，油气在运移过程中首先进入李涅夫构造，然后按差异聚集原理依次在日尔诺夫构造、巴赫麦其也夫构造聚集的结果。

加拿大阿尔伯达盆地的旁尼格伦—威—查特湖礁块系统主要由一系列泥盆系生物礁组成，油气按差异聚集原理分布。

世界上类似这样油气差异聚集的实例很多，例如美国落基山地区的绿河盆地、伊朗扎格洛斯山前拗陷等。

（二）油气差异聚集的必备条件

天然气占据最高构造环或最低构造环，其本质都是油气按密度分异，但最终却得到两种完全相反的结果。起决定作用的是具体的地质条件，这些条件是：

（1）具有区域性较长距离运移的条件，要求具区域性的倾斜；储集层岩相岩性稳定，渗透性好；区域运移通道的连通性好。

（2）相联系的一系列圈闭，它们的溢出点海拔依次增高。

（3）油气源供应区位于盆地中心带，有足够数量的油气补给。

（4）储集层中充满水并处于静水压力条件下，石油和游离气是同时一起运移的。

图5－23　俄罗斯地台斯大林格勒区下石炭统斯大林山层三个相联系的构造圈闭中油气差异聚集情况

1—油气运移主要方向；2—油气运移次要方向；3—油藏；4—气藏

（三）影响油气差异聚集的地质因素

具备上述这些条件，油气差异聚集过程就可以进行得比较完善。反之，当有些干扰因素存在时，差异聚集过程就会不完善，表现不典型。这些干扰因素主要有：

（1）当在运移道路上有另外的支流油气供给来源时，则会打乱原来应有的油气分布规律。

（2）气体在石油中的溶解作用，随物理条件（温度、压力）的改变而变化。它可以造成次生气顶，也可以导致原生气顶的消失，因而影响油气的分布规律。

（3）后期地壳运动造成圈闭条件的改变，必然造成油气的重新分配。

（4）区域水动力条件、水压梯度的大小及水运动的方向，直接影响油气的分布规律。

总之，在根据差异聚集原理分析油气藏的形成与分布规律时，必须要全面考虑所有的地质条件及其影响因素，具体情况具体分析，才能得出比较正确的认识。当然，目前提出的差异聚集原理，也还有很多不完善的地方，需要在实践中修正和补充。

三、油气聚集模式

（一）油气聚集机理

圈闭是具有一定的储集空间和封闭条件，形成油气藏的场所。圈闭系统的油气运移和聚集过程主要受圈闭几何特征（几何形态、闭合高度、闭合面积和最大有效容积）、储层地质特征（岩石性质及组合特征、孔隙裂隙结构特征和岩石孔渗特征）以及流体动力学特征（流体物性及相态分布、流体运动样式及强度和流体驱动力）的影响。在二次运移过程中，运移方向、通道、距离、速率以及聚集速率、部位和聚集量不断发生变化，并最终在圈闭中合适的部位发生聚集。目前关于圈闭中油气聚集机理主要存在四种观点：

1 渗滤作用

Cordell (1977)，Roberts (1980) 等人认为含烃的水或随水运移的油气进入圈闭以后，因为一般亲水的、毛细管压力封闭的盖层对水不起封闭作用，水可以通过盖层而继续运移；对烃类则产生毛细管压力封闭，结果把油气过滤下来在圈闭中聚集。在水动力和浮力的作用下，水和烃可以源源不断地补充并最终导致在圈闭中形成油气藏（图 5－24）。

2. 排替作用

Chapman (1982) 认为泥质岩盖层中的流体压力一般比相邻砂岩层中的大，因此圈闭中的水是难以通过盖层的。另外油气进入圈闭后首先在底部聚集，随着烃类的增多逐渐形成具有一定高度的连续烃相，在油水界面上油水的压力相等，而在油水界面以上任一高度，由于密度差，油的压力都比水的压力大（图 5－25）。因此产生了一个向下的流体势梯度，使油在圈闭中向上运移同时把水向下排替直到束缚水饱和度为止。

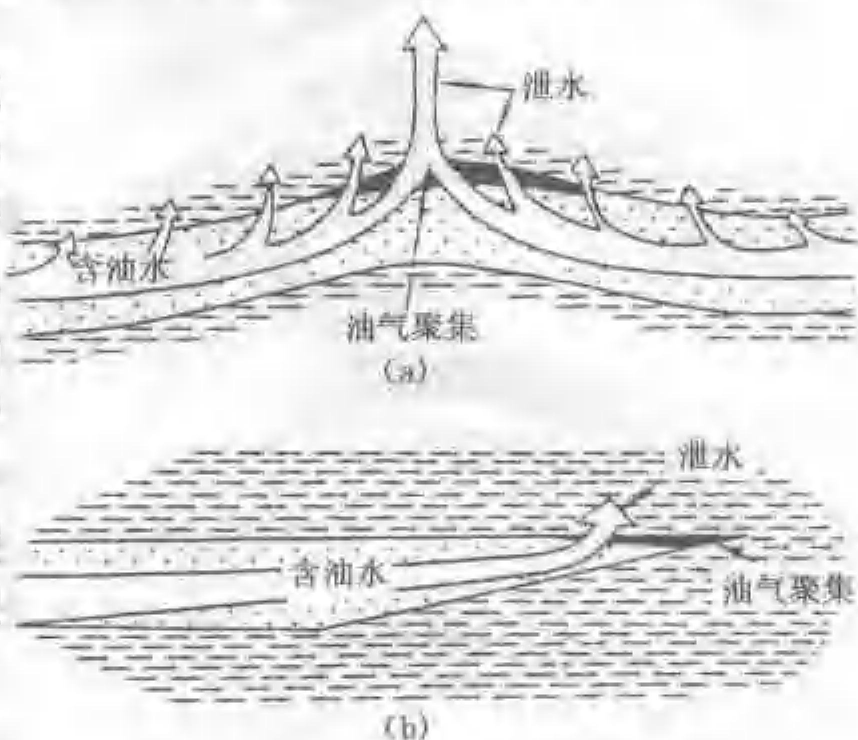


图 5－24 圈闭中油气的聚集机理
（据 Roberts，1980）
(a) 背斜圈闭；(b) 地层圈闭

3. 渗滤作用和排替作用共同作用

当上覆盖层只有毛细管压力封闭时，在油气聚集过程中上述两种作用都可能存在。因为任何储集层都是非均质的，被油气占据的连续空间可能发生排替作用，而被水占据的连续空间可能发生渗滤作用。根据两相运移的原理，当储集层中或在其底部含油饱和度达到 70% 以上，则水的渗流停止或被阻止。因此，在油气聚集的初期，水是可以通过上覆亲水盖层而发生渗流的；当油气聚集到一定程度之后，水就很难通过上覆盖层而主要是被油气排替到圈闭的下方。如果盖层是异常高压封闭，则无论是什么情况水都不能通过上覆盖层发生渗流，只能发生向下的排替作用。

4. 油气充注方式

England 等 (1987) 认为：一个油藏将以一种顺序方式充注，石油将首先进入具有最低孔隙排替压力的最佳渗透层，并且接着以一组向前推进的石油波阵面方式充注油藏（图 5－26）。

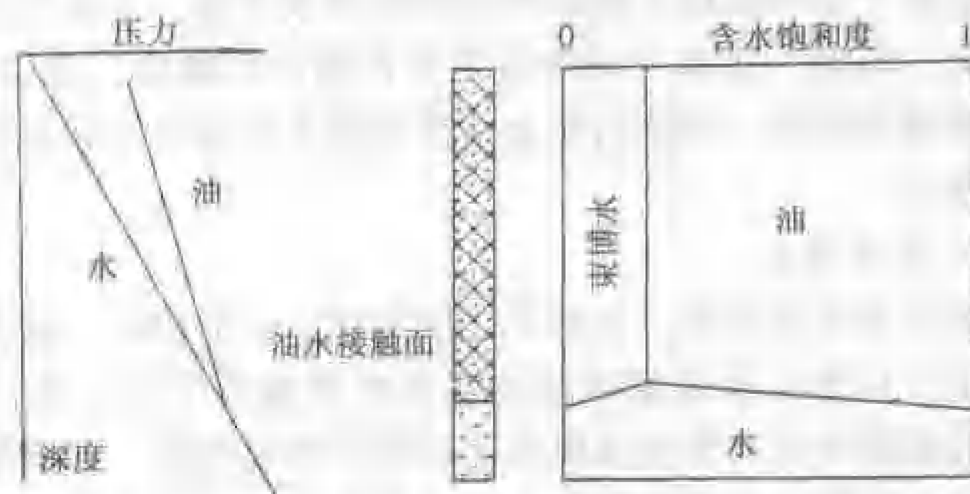


图 5－25 圈闭中油、水的压力及含水饱和度的垂向分布（据 Chapman，1982）

(二) 油气聚集模式

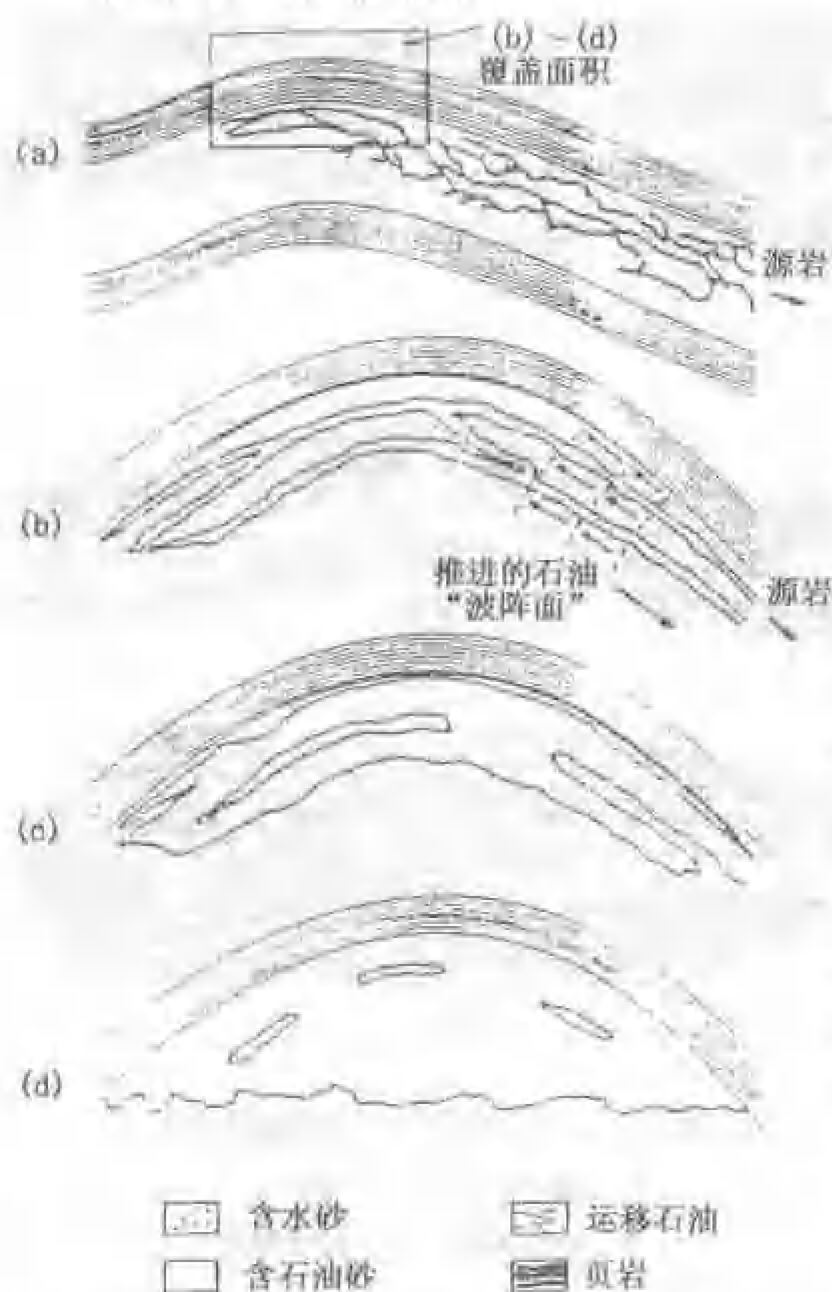


图 5－26　一个油藏概略的充注程序
（据 England 等，1987）

由于各种圈闭的几何特征、地质特征及流体动力学特征的差异，导致各种圈闭中油气的运移和聚集会有不同的模式。Cordell（1977）提出了碎屑岩中不同圈闭里油气聚集的可能模式。

1. 背斜圈闭中油气聚集模式

从生油层进入储集层的压实流体，沿着背斜的翼部向顶部运移。在圈闭中，水很可能通过上覆泥岩盖层，这是由于背斜构造的张力或其他原因所产生的微裂隙使水继续向上流动，而把烃类和一些无机盐类滲留下来在圈闭中聚集，并使圈闭中流体的含盐度增大，ph 值降低，这又有利于烃类的进一步聚集。图 5－27 表示的是储集层与生油层在大面积上互层接触，而又未遭构造破坏的最佳情况。原苏联西西伯利亚盆地的侏罗系和白垩系剖面就具有上述这些条件，这是该地区油气储量极为丰富，仅次于中东的重要原因。

2. 地层圈闭中油气聚集模式

从上、下生油岩进入砂岩储集层的压实流体，沿上倾方向进行二次运移，由于地层尖灭或不整合造成地层圈闭，流体中的水可以通过圈闭的上方继续运移，而烃类则滞留在圈闭中聚集，同时圈闭中流体的含盐量增加，pH 值降低，有利于油气的进一步聚集。图 5－28 中所表示的是储集层夹于上下两层生油岩中，与生油岩有大面积的接触，而圈闭本身未遭破坏。美国东得克萨斯油田、阿拉斯加北坡普鲁德霍湾油田等就可能是这种情况。

3. 岩性圈闭中油气聚集模式

压实流体从周围的生油泥岩进入被泥岩包围的透镜状或扁豆状砂岩体，并从其下倾部分往上凸部分进行二次运移，在砂岩体上倾的低势部位形成聚集，流体中的水可以通过泥岩的层理面或微裂隙继续向上流动，而油气则滞留下来在圈闭中聚集（图 5－29）。美国得克萨斯州北部和中西部的透镜状砂岩、堪萨斯州东南部和俄克拉荷马州东北部的带状砂岩中的油气聚集就可能是这种模式。

4. 断层圈闭中油气聚集模式

压实流体从生油泥岩进入砂岩体，开始了二次运移。在运移的上倾方向由于断层的遮挡形成圈闭，流体中的水可以通过遮挡面沿断层或砂岩层继续向上运移，油气则在圈闭处聚集。图 5－30 所表示的是油气在三角洲沉积中的运移和聚集情况。美国墨西哥湾、加拿大西北麦肯齐、尼日利亚海岸等地区均属这种情况。虽然总的含油气量丰富，但由于单个圈闭的面积不大，所以特大油田很少。

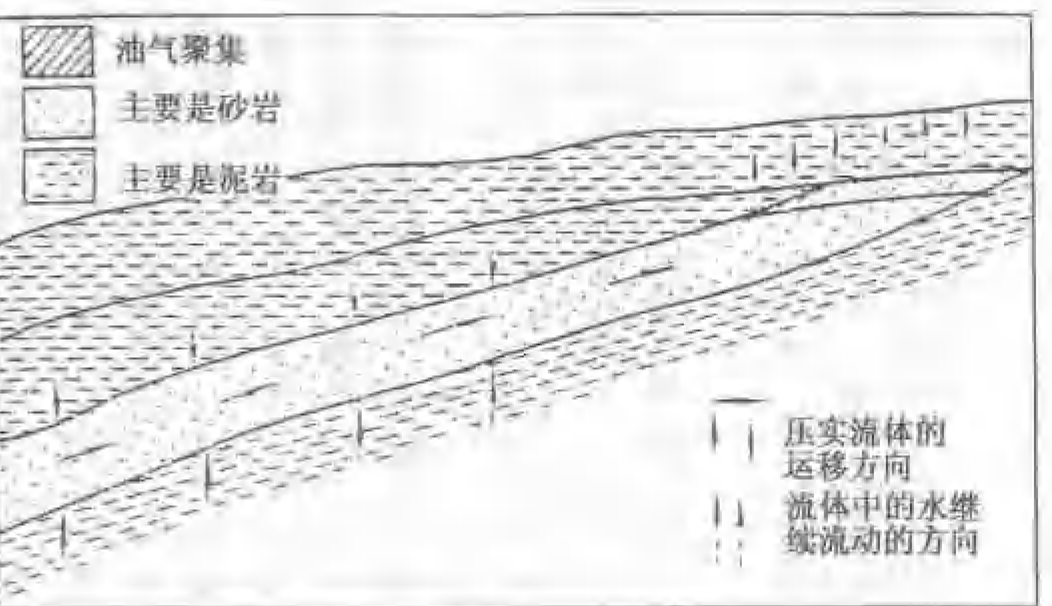


图 5-27　背斜圈闭中油气聚集模式(据 Cordell,1977)

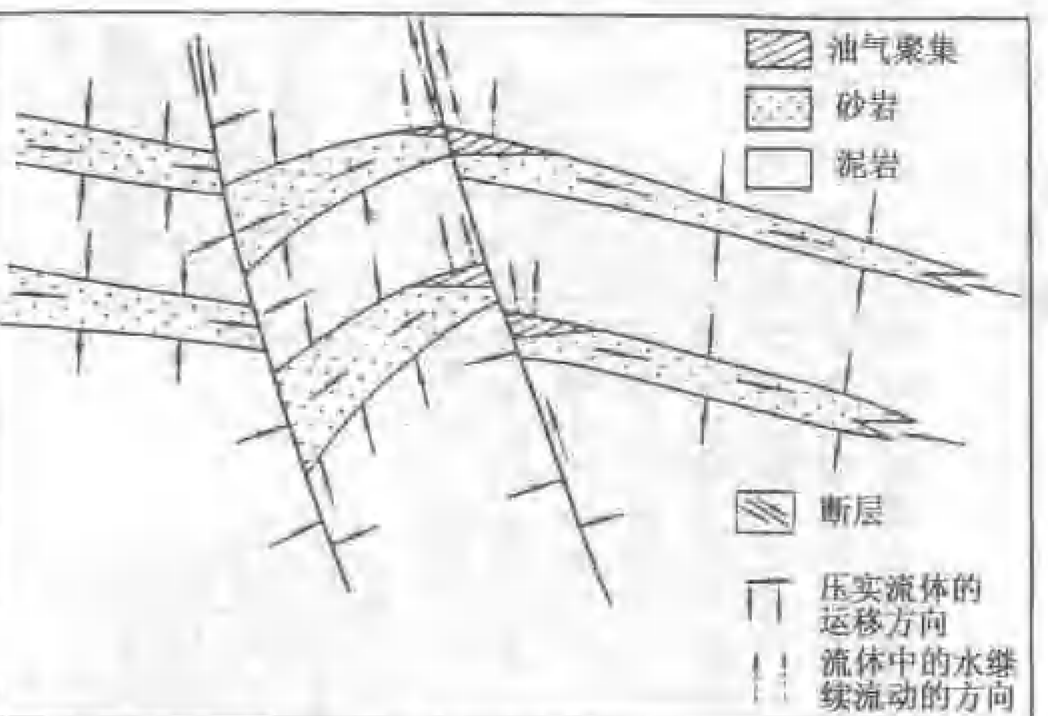


图 5-28　地层圈闭中油气聚集模式(据 Cordell,1977)

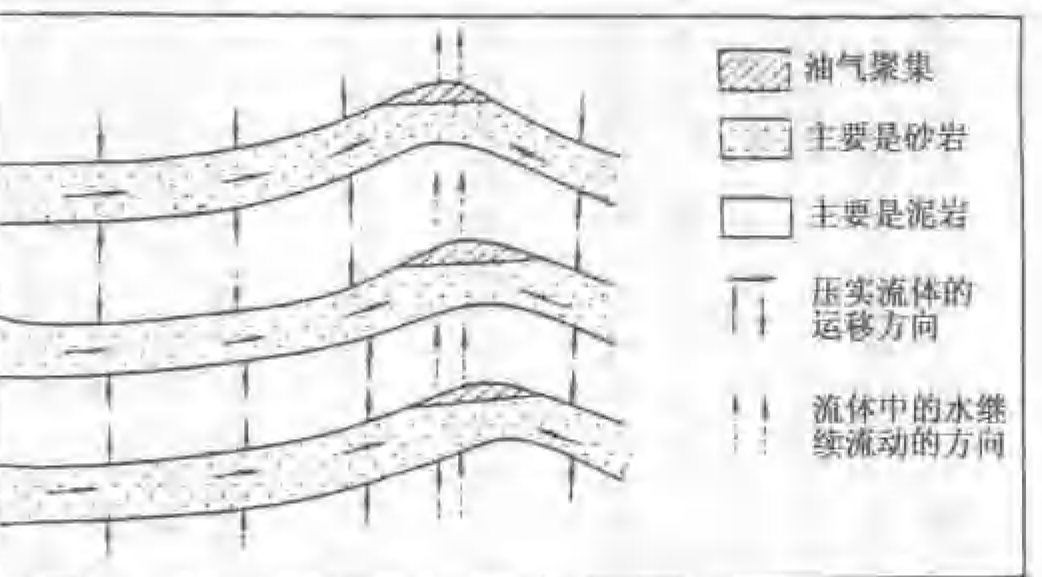


图 5-29　岩性圈闭中油气聚集模式(据 Cordell,1977)

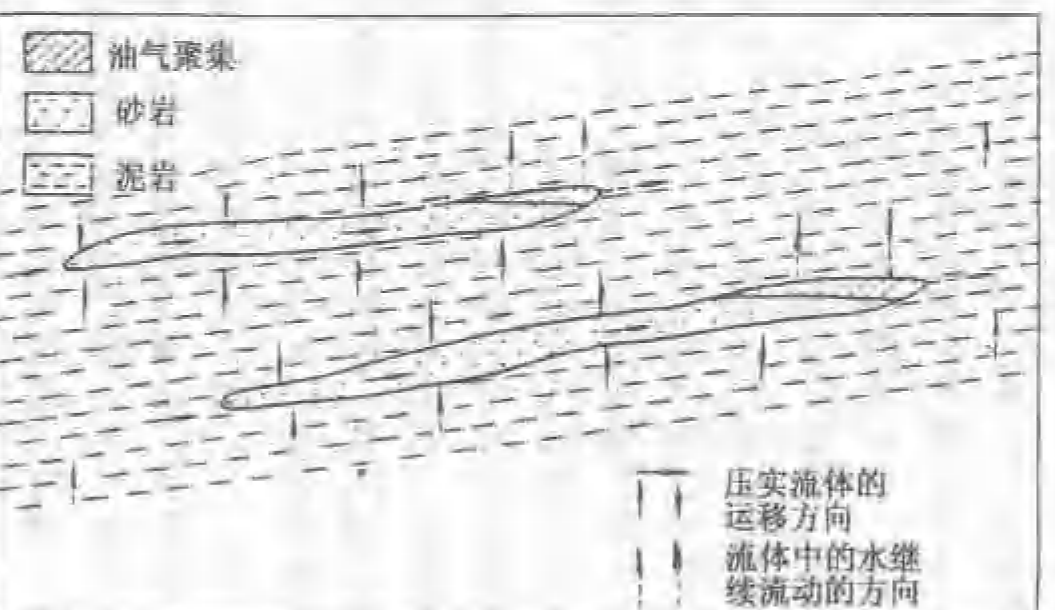


图 5-30　断层圈闭中油气聚集模式(据 Cordell,1977)

第4节 油气藏的再形成

油气成藏是运聚动态平衡过程。已经形成的油气藏，在地壳中处于相对平衡状态。成藏以后的构造运动可以破坏这种平衡，油气重新分配，达到新的相对平衡。原有油气藏遭到破坏，分散状态的油气遇到新的圈闭条件又重新聚集，形成新的油气藏，称为次生油气藏。次生油气藏的形成可以概括为两种情况。

(1) 地壳运动破坏了圈闭的完整性，使它丧失或减弱了对油气聚集的能力，因而油气发生再运移。这常常是由于断层作用造成的，如图5－31所示。原来一个完整的背斜油气藏A，由于后期地壳运动产生的断层B，破坏了油气藏A圈闭的完整性，油气沿断层向上运移，遇到合适的圈闭C又重新聚集起来，形成了新的油气藏C。

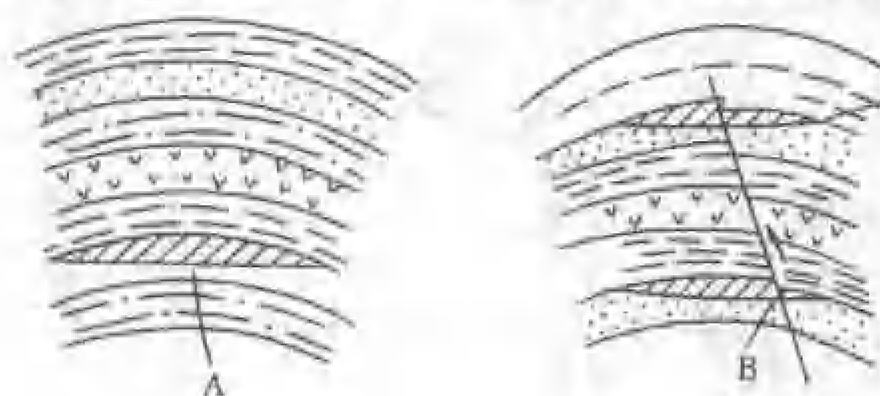


图5－31 断层破坏了原有的油气藏，同时又重新形成了新的油气藏

例如渤海湾盆地的东营凹陷中就有很多再形成的次生油气藏。长期多次的断裂活动，造成了油气的多次散失和多次聚集，即原有油气藏多次遭受破坏、新油气藏多次再形成。其结果是纵向上含油气层组多、含油气井段长、油水层间互、稠油稀油层重叠。以东营—辛镇油田为例，上第三系明化镇组、馆陶组，下第三系东营组、沙一段、沙二段、沙三段等六个层组都含油气，含油气井段长达2000m以上。由于油气藏多次遭断层破坏，多次再形成的结果，致使油水关系十分复杂；原油性质变化急剧，轻油的相对密质0.87，粘度23×10^{-3}Pa·s；稠油的相对密度0.95，粘度达2500×10^{-3}Pa·s。

(2) 地壳运动未破坏圈闭的完整性，但破坏了油气在原有圈闭内的平衡，使原来的圈闭对油气聚集来说，已不像原来那样有效了；油气的一部分或全部从这个圈闭中运移出来，在新的圈闭中聚集，形成新的油气藏，如图5－32所示。后期的地壳运动，产生了新的圈闭，同时也使原来圈闭的溢出点抬高，而新产生的圈闭的幅度又比较大，则在水动力的作用下，原有油气藏中的油气将从溢出点逸出，并在新圈闭中重新聚集，形成新的油气藏，即油气藏的再形成。原有油气藏中的油气可能一部分逸出，也可能全部逸出，这决定于原有圈闭溢出点抬高的程度以及水动力作用的强弱。

又如后期地壳运动可以使大单斜地层的倾斜方向发生变化，这时油气在圈闭内部发生重新分布，重新聚集，也是油气藏的再形成，如图5－33所示。

美国横贯得克萨斯、俄克拉何马及堪萨斯三个州，向西倾斜的古生代地层中的油气藏，就有这样的再形成过程，如图5－34所示。

图5－34中，(a) 表示区域倾斜方向改变以前的地层倾斜情况和油气藏的位置，(b) 表示区域倾斜方向改变以后地层倾斜情况和油气藏的位置。在二叠系沉积时，密西西比系石灰岩向东南方向倾斜，宾夕法尼亚系的砂岩体也向东南倾斜，这些砂岩体中的油气藏聚集在其上倾方向。在二叠系沉积以后的某一个时期，由于地壳运动的结果，该地区地层区域倾斜方向变为北西向，宾夕法尼亚系砂岩体的的倾斜方向也就随着改变。其中一个砂岩体的方向变化较大，油气藏也随着重新聚集在新的上倾方向；而另一个砂岩体倾斜方向改变不大，基本

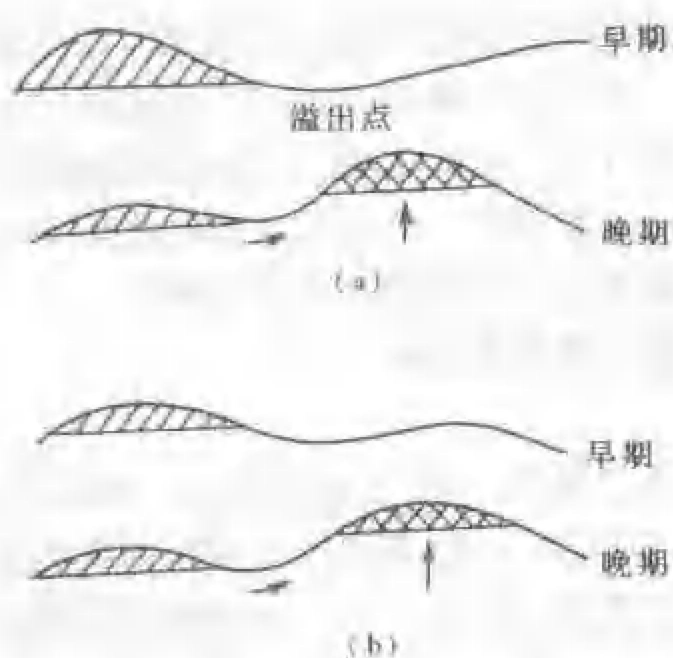


图 5-32　原圈闭溢出点抬高，油气向新形成的圈闭中聚集示意图

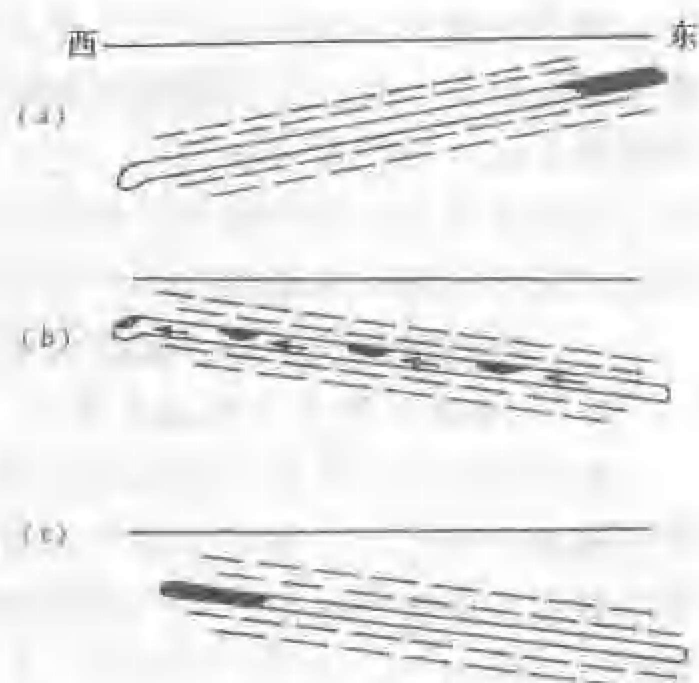


图 5-33　单斜层倾斜方向改变，引起油气藏的再形成示意图

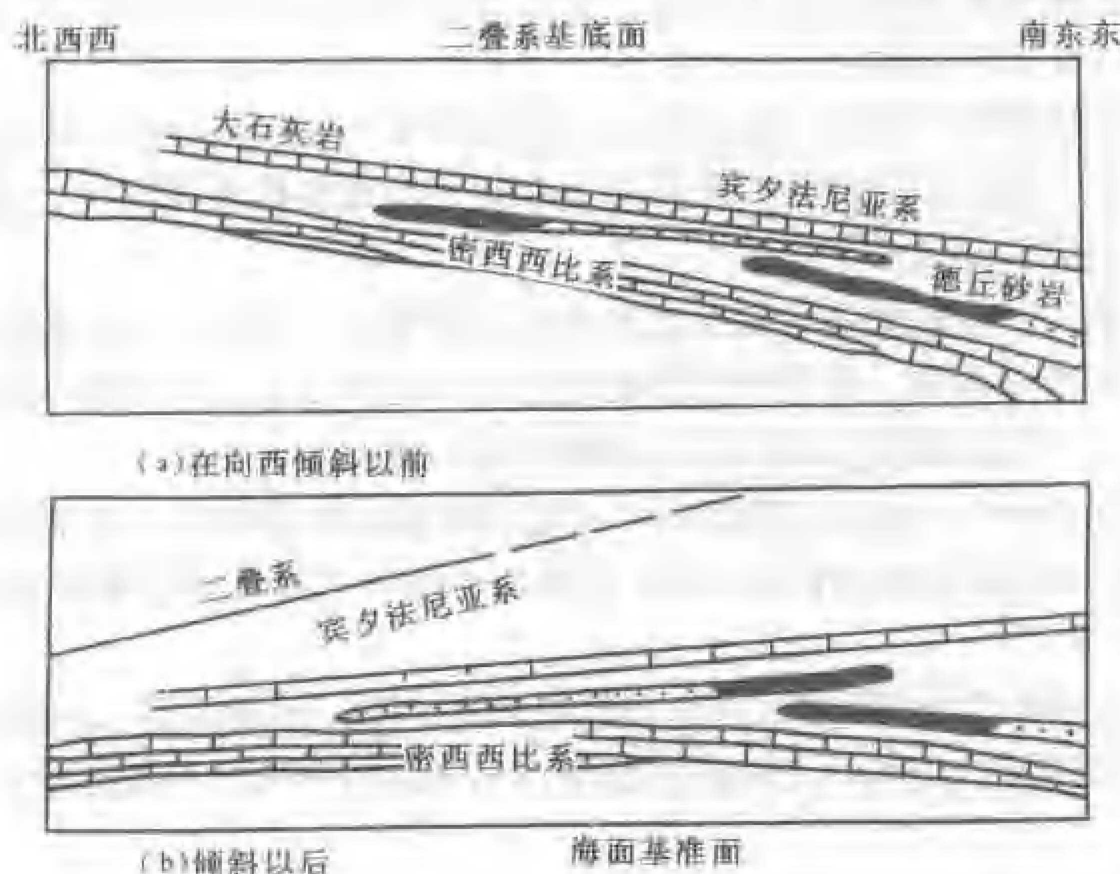


图 5-34　俄克拉何马北部古生代油气藏的剖面图
（据 A. I. Levorson）

上还是保持原来向南东的倾斜方向，其中的油气也就仍保留在原处，未发生油气的重新聚集过程。

在地壳运动比较频繁的含油气盆地中，油气藏形成过程常很复杂，它们可能经过数次的形成—破坏—再形成的过程，才保持了今天油气藏面貌。我国渤海湾盆地及国内外其他含油气盆地中都有不少这样的实例。

第 5 节　油气藏形成时间的确定

油气成藏期是油气成藏研究的一个难点。确定油气藏形成的时间对研究油气藏的形成及分布，不仅有深远的理论意义，而且对指导油气田勘探有重要的实践意义。如果在一个地

区，我们能确定油气藏是在某一个地质时代形成的，则在该时期以前形成的圈闭就对油气聚集有利；反之，在此以后形成的圈闭就对油气聚集不利。确定油气藏形成时间，过去多是采用传统方法，进行配套史分析。近几年发展起来一种流体历史分析的方法，借助油藏地球化学、储层有机岩石学及粘土矿物演变史（或成岩矿物的同位素分析）等手段，进行流体历史分析，能够比较可靠地确定油气藏的形成期，为油气藏演化史分析提供充分的证据。

一、根据盆地沉降史、圈闭发育史和生排烃史确定油气藏形成时间

（一）盆地沉降史、圈闭发育史

油气藏的形成是油气在圈闭中聚集的结果，只有形成了圈闭，油气才能聚集；换言之，油气藏的形成时间，绝不会早于圈闭的形成时间。所以，我们可以根据圈闭形成的时间确定油气藏形成的最早时间。一个圈闭的形成，可以是在储集层形成以后不久，也可能是在储集层形成以后很久。它可以是在某一个地壳运动幕形成的，也可能是在漫长的地质历史期间断断续续形成；并且一个圈闭也可能经过多次改造。

1．沉积埋藏史和构造发展史

盆地的沉积埋藏史和构造发展史模拟主要是基于沉积地层的压实原理实现的，其概念模型的建立考虑了以下几个方面：

（1）沉积地层厚度及其变化，既反映了上覆沉积对下伏地层的压力效应，又反映了不同岩石因受压实程度不同所引起的孔隙度非均匀变化，因此根据压实原理，用现今地层厚度和孔隙度可以恢复地层的原始厚度。

（2）地层被抬升、剥蚀是盆地发展过程中的重要事件，抬升时间和剥蚀量则是恢复盆地发展演化史的两个重要参数，用适当方法确定这两个地质变量，并将其与原始地层厚度一起考虑进行地史模拟，可以恢复盆地的沉积埋藏史和古构造发展史。

（3）地层欠压实作用（超压带的存在）是较为普遍的地质现象，此时因孔隙度的变化不再遵循 Athy 定律，恢复的地层厚度与真正的原始厚度有差异，概念模型必须考虑这一因素。

2．模拟方法[18]

正演法就是由古至今模拟地史上的沉降、沉积过程，逐层恢复各沉积地层的原始厚度（包括剥蚀），然后用沉积压实理论计算各层段在不同地史时期的厚度变化，最后恢复盆地的演化过程。

回剥法是从已知盆地的现状出发，计算各层的“骨架”厚度，反推各层在不同地史阶段的原始沉积厚度，从而恢复盆地的原貌。

（1）正演法。

正演模型的最大特点是可以模拟岩层中超压发育过程，因此对模拟我国中、新生代盆地（发育异常高压）尤为适用。

（2）反演法。

反演法采用回剥技术，根据地层骨架不变的原则，由今至古剥去各沉积层以便恢复盆地发育历史。反演法模拟地史的关键是依据孔隙度—深度的关系曲线。

（3）正反演结合法。

既能对超压层进行模拟，又可提高模拟结果的精度和灵活性。其主要思路是：从已知盆地现状出发，先采用回剥技术，由今溯古重建各地层的地史，对于其中可能出现的超压层段，采用超压技术从古到今修正回剥技术所得到的地史。

3．构造发展史对油气藏形成的作用

这里主要讨论背斜圈闭的构造发展史与油气藏形成的关系。一般认为，长期继承性的隆起对油气聚集是有利的。在生油岩沉积的时候，该隆起若已形成，则在隆起上的沉积物就可能比邻区减薄变粗。如图5－35所示。

沉积时A点为隆起区，B点为凹陷。A点的沉积厚度减薄，且沉积物变粗；对生油不利，但对储油有利；B点生成的大量油气，沿上倾方向进入A点，使A点处于有利地位；B点则起了供油的作用。图5－35（a）、（b）表示了这种情况。若后来由于地壳的差异升降，B点的隆起幅度超过了A点，也形成一个隆起。但是，由于Ⅰ期的沉积物中的油气已在构造A中聚集，因而在构造B之Ⅰ层中，往往没有油气聚集，如图5－35（c）、（d）所示。

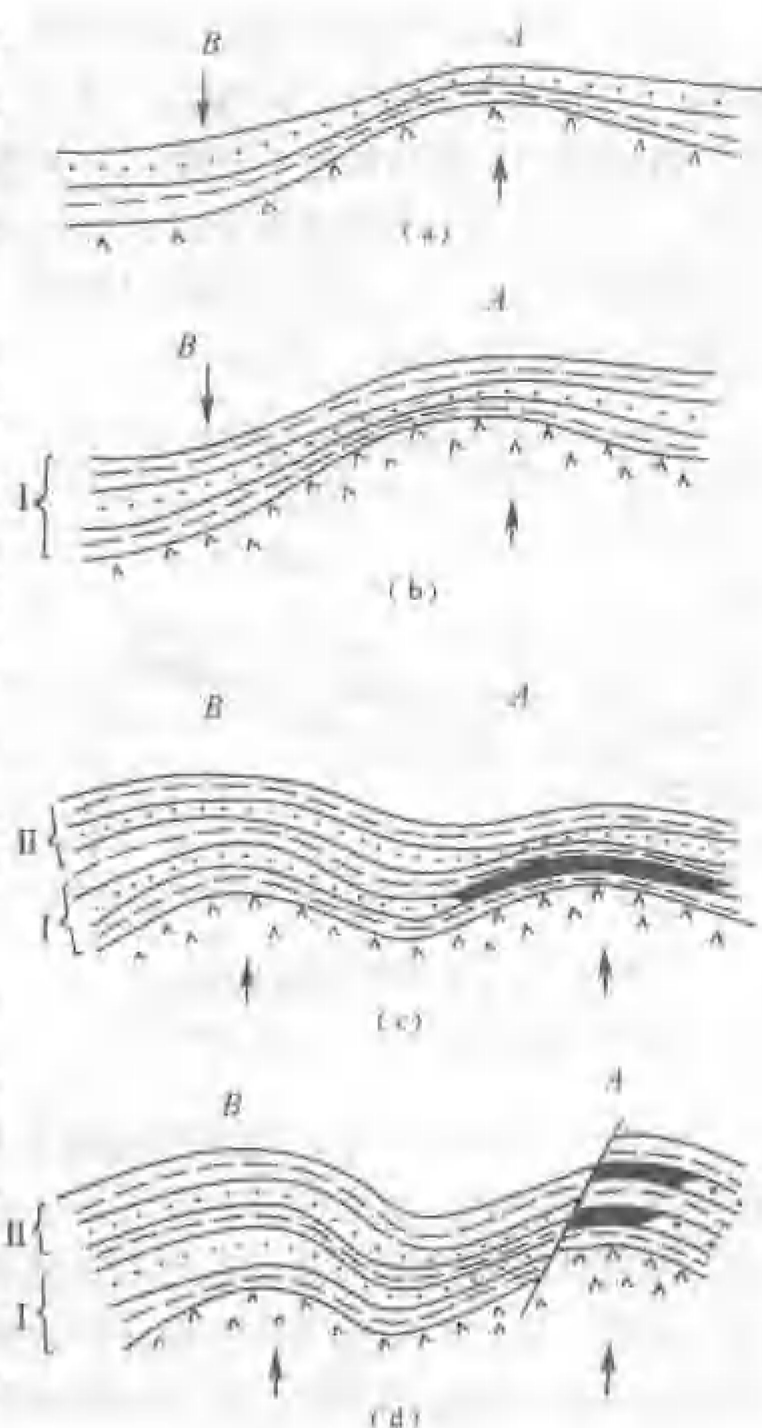


图5－35　构造发育史与油气聚集关系示意图

那末，对于形成Ⅱ层中的次生油气藏来说，B点是否更有利些呢？这要取决于很多因素，其中包括构造隆起的幅度、构造的高度、断裂破坏的情况、垂直运移的通道情况、水压梯度的大小和方向，以及油气的数量等因素。但是，一般来说，作为继承性构造的A点，还是更为有利些。A点Ⅰ层中的石油，经由断层或其他途径作垂向运移，将首先充满上部的Ⅱ层，因为Ⅱ层沉积后，A点仍然是一隆起构造，油气首先聚集到构造A的Ⅱ层圈闭中。有多余的油气才外溢至构造B中；假如没有多余的油气，则构造B将为空构造。如图5－35（d）。假如构造A的Ⅱ层圈闭不佳，或由于其他因素的影响，构造B也可能成为有利的圈闭。

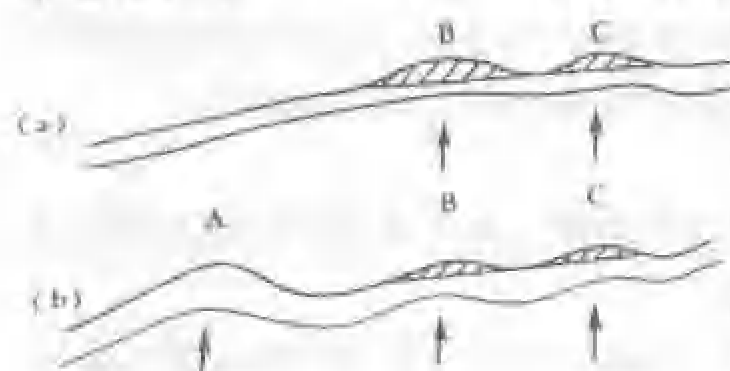


图5－36　构造形成时间与油气聚集的关系

对于在生油层系以外，由侧向运移聚集的油气藏来说，构造发展史也是极为重要的，在油气进行区域性侧向运移过程中，遇到良好的圈闭便形成油气藏。在此以后形成的构造，往往是没有油气聚集的空构造。如图5－36所示。在第（a）时期，构造B、C已经形成，这时正是油气区域运移时期，构造A仍未形成，因而油气越过构造A所在的位置（当时为一单斜），而在构造B和C中聚集起来；到第（b）时期，构造A开始形成，虽然它的隆起幅度大于构造B和C，但由于油气早已聚集在B及C中，所以，构造A只能是一个“空”构造。

总而言之，从构造发展史的观点来看，与油气生成同时形成的构造圈闭，与油气初次运移同时形成的圈闭，长期继承性的构造圈闭，以及在油气区域性二次运移以前形成的构造圈闭，是最有利于油气聚集的构造圈闭。

图5－37表示圈闭形成的相对时间。在泥岩沉积时期a，其下伏砂岩的上倾尖灭形成了圈闭，它是这里最早形成的圈闭；圈闭2是在断层发生后，即在b时形成的；后来由于风化、剥蚀作用，造成次生孔隙带；在不整合面以上的泥岩沉积时，即在c时形成圈闭3；d时在一个被泥岩覆盖的透镜状砂岩体或砂洲中形成圈闭4；圈闭5、6、7都是在e层沉积后，经过褶皱形成的。它们形成的绝对时间，则需根据古构造、岩相古地理和绝对年龄的测定等方面的综合研究结果，才能确定。

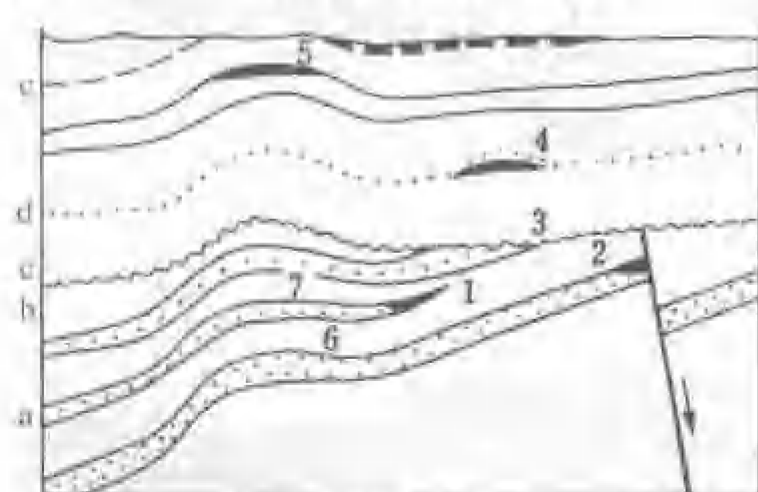


图5－37　圈闭形成的相对时间
1－7—圈闭的编号；a－e—地层时代序号

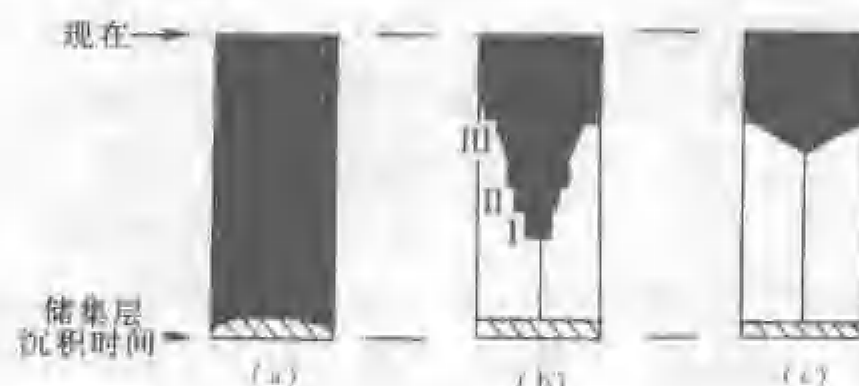


图5－38　圈闭形成与油气聚集的时间关系
垂直距离—从储集层开始沉积到现在的时间间隔；空白部分—储集层沉积后到形成圈闭以前的时间间隔；黑色宽度—从储集层沉积后，任何时间内形成圈闭的百分率

在图5－38中，(a)表示在储集层沉积之后，原生地层圈闭（如透镜状砂层、海岸砂洲、河床砂层等）就可形成，油气可以开始聚集。(b)表示储集层沉积后，经过多次地壳运动，圈闭是断断续续、逐渐形成和发展的，随着圈闭容积的不断扩大，油气聚集数量愈来愈多。因此，可以根据油气现在聚集的数量（油气藏高度或体积），与不同地质历史时期圈闭的闭合高度或容积相比较，就可以确定油气聚集结束的最早时间。例如，假设现在油藏高度为50m，圈闭的闭合高度在Ⅰ时为25m，Ⅱ时为50m，Ⅲ时为100m；则可认为油气聚集最早可能是在Ⅱ时完成的。(c)表示储集层沉积后，经过一次褶皱形成的圈闭，只有圈闭形成以后，油气才可能聚集。

（二）根据生油岩主要排油期确定油气藏的形成时间

油气藏的形成是油气生成、运移、聚集的结果。没有油气生成，并从生油层中排到储集层中，就不可能有油气藏的形成。生油岩中油气生成并排出的主要时期，是油气藏形成时间的下限，因此科学地分析油气生排史对于综合分析油气藏的成藏过程是至关重要的。

1. 生烃史研究方法[18]

古热流史和古地温史（热史）模拟是通过建立热史模型来恢复盆地各地质演化阶段的大地古热流和古地温，它是模拟盆地生烃、排烃史的关键。

(1) 盆地沉积物的热能主要来自地球内部（软流圈）的热传导和热对流（称大地热流）。

(2) 沉积岩中的镜质组反射率随地温的升高和时间的延长而增大，且具有不可逆性。

成熟度是计算生烃量的依据之一，在勘探程度较高、地化资料丰富的地区，主要是根据烃产率曲线（即成熟度 R_o—烃产率关系）或产率图版计算盆地的生烃量。

建立成熟史概念模型的主要依据是：有机质的成熟度与温度、时间之间存在着一定的函数关系。随着埋藏深度增大和地温升高，沉积物中的有机质开始热成熟、生烃。热成熟度的变化规律是：与温度呈指数关系增长、与时间呈线性关系增长，且在一定温度范围内，时间对温度具有补偿效应。因此，根据这一原理，在地史和古温度史模拟成果的基础上，可设计

不同形式的数学模型，求得TTI史，对于连续沉积盆地 R_o 与TTI值具有对数相关性，从而由TTI史可计算出 R_o 史。

生烃史模拟是根据干酪根成烃机理模拟盆地中有机质的生烃过程、历史和生烃量，主要有烃产率曲线法和化学动力学法两种。

2. 实例分析

在恢复有机质演化史和生烃史的基础上就可分析其与油气藏形成的关系。生油岩在不同的地质条件下，达到主要生油期的时间可能有很大差别。在沉降幅度大、地温梯度高的地区，有机质达到主要生油期的时间可能只要10～30Ma。如美国西部洛杉矶盆地的上第三系生油岩及我国渤海湾盆地下第三系生油岩，它们达到主要生油期的时间，可能都是属于这种情况。但是，在沉降幅度小、地温梯度小的地区，情况则完全不同，一般需要50～100Ma，有的甚至需要经过300～400Ma以上。例如北非的哈西—迈萨乌德油田的下志留统生油岩，从志留纪到石炭纪它的埋藏深度一直很浅，保持在1000m左右；至二叠纪由于盆地上升，埋藏变得更浅，始终不具备生油条件。直到中生代以后，盆地才开始发生强烈沉降，到白垩纪末期，埋藏深度达3700m。根据法国石油研究院利用计算机数字模拟的研究，得到了较好效果，如图5－39所示。

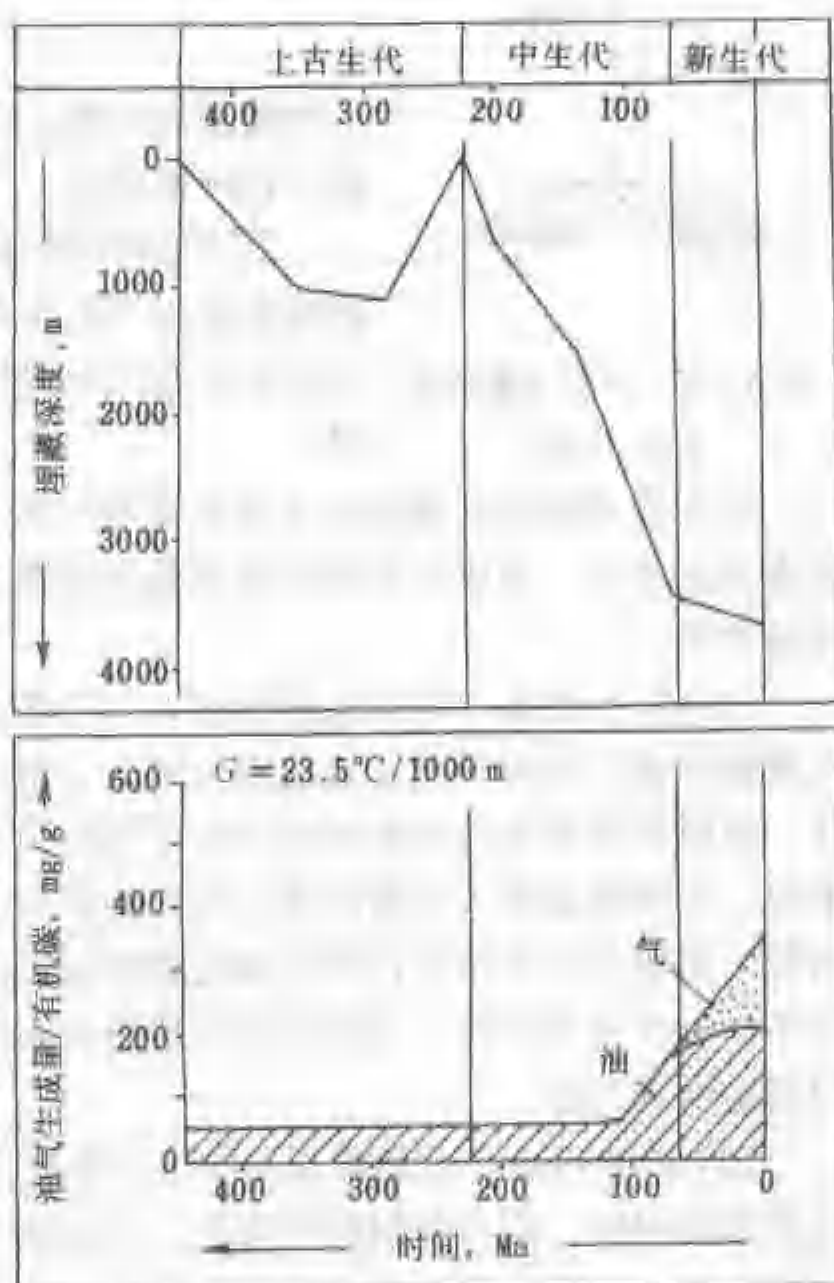


图5－39 哈西—迈萨乌德油田地区志留系生油岩埋藏历史和烃类生成随地质时代的变化

从图5－39中可看出，在最初的300Ma期间（大约在白垩纪以前），只生成很少的石油；只是从白垩纪开始，才达到主要生油期，此时排出的油聚集在被三叠系膏盐层所封闭的不整合面下的剥蚀构造中，形成了储量丰富的哈西—迈萨乌德油田。

又如加拿大阿尔伯达盆地埃德蒙顿区上泥盆统生油岩的情况。礁块之上覆盖的埃瑞唐页岩，它既是生油岩又是盖层，礁块圈闭形成时间较早。但是，由于整个上古生代，直到侏罗纪，埋藏深度一直都很浅，不能生成商业价值的石油和天然气。只是在白垩系，特别是第三系沉积以后，其埋藏深度最大可达2650m，才生成大量石油和天然气，生成的油气排入到礁块圈闭中，形成油气藏。

二、根据饱和压力确定油气藏的形成时间

由于地壳上所有油藏多少都含有天然气，以及很多油藏都被气体饱和或接近饱和，所以有人认为在油气运移和聚集过程中，天然气是呈溶解状态饱含在石油中的。饱和天然气的石油沿储集层运移过程中，遇到适宜的圈闭条件，便可聚集起来而形成油气藏。这时油藏的地层压力与饱和压力相等；因此，与饱和压力相当的地层埋藏深度，其对应的地质时代，即为该油藏的形成时间。

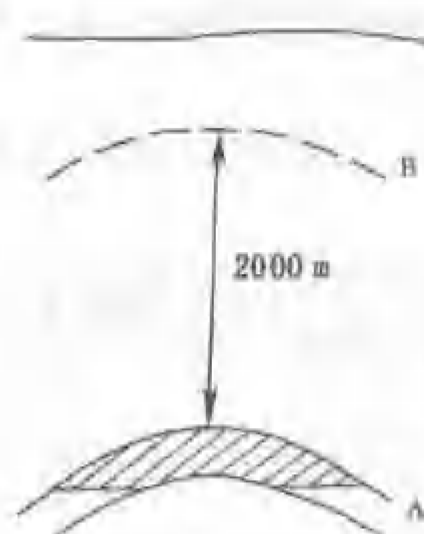


图 5－40 计算油藏形成时间示意图

如图 5－40 所表示，某地 A 层油藏的饱和压力为 20MPa，按静水压力近似计算，其相当的地层埋藏深度 H（设水的密度 ρ 为 1×10^3kg/m^3，重力加速度 g 为 10m/s^2）

$$H = \frac{1\times10^6 p}{\rho g} = 2\,000(\mathrm{m})$$

从油藏顶面上推 2 000m 恰到 B 层，则可认为 A 层油藏是在 B 层开始沉积时形成的。

由于圈闭的形成只意味着油气聚集可能开始的最早时间，而油藏的饱和压力至少可代表圈闭中油气聚集过程的时间。因此，饱和压力法比圈闭形成时间法计算的结果更接近于油藏形成的真正时间。

今天发现的油气藏经过了许多地质变化。很多因素会使油气藏内部的压力、温度及流体相态发生变化，造成计算结果出现较大误差。因此，在应用此方法时，还必须结合实际情况具体分析。

(1) 原生气体：在过饱和状态下，有原生气体与石油一起进入圈闭形成油气藏。后来油气藏随地壳下沉而下沉，地层压力增大，溶解于石油中的天然气不只有溶解气，还有原生气体，这时油藏所具有的饱和压力大于原始饱和压力。在用饱和压力法计算这种油气藏形成时间时，必须消除进入油藏的原生气体的影响。但是，目前还无法计算这种原生气体的数量。因此，用饱和压力法所计算的油气藏形成时间，比原始聚集的时间要晚，即油气聚集时间最迟不会晚于这个时间，可称为油气聚集时间的上限。圈闭中原生气体的数量愈少，所计算的时间愈准确可靠。

(2) 地壳运动：在地质历史中，有些地区地壳运动甚为显著，使油气藏形成后，其上覆地层遭受剥蚀，或又重新接受沉积，引起油气藏内的温度、压力发生变化，从而改变饱和压力的大小。这样在利用饱和压力计算油气藏形成时间时，就必然会出现一定误差。若在上覆地层剖面中有较长期的沉积间断，则误差更大。因此，在计算时必须仔细研究区域地质发展史，尽量设法消除这个影响。

(3) 此法是将饱和压力换算为静水压力所相当的深度，这种换算过程本身也存在误差，因为油气藏形成时，上覆沉积物的重力与其同深度的静水柱重力并不一定相等，这样也会造成误差。

所以，在利用饱和压力法计算油气藏形成时间时，必须充分考虑各种不利因素的影响，与圈闭形成时间、生油岩最大排油期等配合使用，就可得出较为准确的结果。

三、气藏形成时间的确定

根据波义尔定律，在温度一定时，气体的体积与压力成反比

$$p_0 V_0 = p_1 V_1 \qquad (5-4)$$

式中 p_0——气藏形成时的地层压力，MPa；

V_0——气藏形成时的气体体积，常以圈闭的容积代替，m^3；

p_1——气藏内的现时地层压力，MPa；

V_1——气藏内现时气体体积，m^3。

因为

$$p_0 = 1 \times 10^{-6} \rho g H \qquad (5-5)$$

将式（5－5）代入式（5－4），简化即得

$$H = \frac{1 \times 10^6 p_1 V_1}{\rho g V_0} \qquad (5-6)$$

这样，只要知道气藏内的现时地层压力、现时气体体积和圈闭容积，便可由（5－6）式计算出气藏形成时，圈闭的埋藏深度；沿剖面上推，就可求出气藏形成的时间。

但是，应该指出，波义尔定律是理想气体定律，与真实气体仍有差别，在高压条件下误差很大（如在50MPa下，误差达600%）。为了更准确计算，可按范德华方程式（中等压力下）或对比状态方程式（高压下）修正校核。

四、流体历史分析方法

在油气成藏研究方法上，我国目前仍主要从生、储、盖、运、圈、保各项参数有效配置，根据构造演化史、圈闭形成史与烃源岩生排烃史来大致推测或确定油气成藏条件、成藏期次和过程，而对油气成藏过程的直接化石记录则很少研究。油气成藏是历史的动态过程，采用什么方法，以及如何反演这一地质过程是目前石油地质领域没有解决好的重要问题，这在多旋回复杂含油气盆地表现尤为突出。研究地质历史过程必然要尽可能分析其化石记录，因为它们是地质历史过程的最直接标志，储层成岩矿物及其中流体包裹体直接记录了沉积盆地油气成藏条件和过程。作为化石记录，它们可用于重塑油气藏形成和演化史。

90年代以来，“成岩矿物作为油气成藏记录”这一学术思想在国外受到重视，相应的理论和分析方法用于油气成藏期和成藏演化史研究，主要分为四个方面：

（1）储层成岩作用与烃类流体运聚关系：成岩作用，特别是胶结物和自生矿物的形成是水与岩石作用的结果，烃类流体注入储层，随着含油气饱和度增加，孔隙水流体与矿物之间的反应受抑制（如储层中石英次生加大等）或中止（自生伊利石、钾长石的钠长石化等）。从油藏中油气层至水层的系列样品分析，根据成岩作用，特别是胶结物和自生矿物形成特征的差异可估计油气充填储层的时间。

（2）成岩矿物同位素地球化学：成岩矿物同位素年代学分析提供了成岩矿物的形成时间，而成岩矿物稳定同位素分析提供了成岩矿物形成的物理化学条件。利用储层中自生矿物（主要是伊利石）同位素年代学分析烃类进入储集层的时间是国际上80年代后期逐步发展起来的新技术，并成功地应用于分析北海油田等地区烃类成藏时间。这一方法的学术思想与矿床学中利用成矿同时而又适合年龄测定的岩石或矿物的同位素地质年代学分析确定成矿年龄相似。其基本原理在于：当烃类充填到储层，储层中自生矿物形成作用便中止了。储层中自生伊利石仅在流动的富钾水介质环境下形成，油气进入储层后伊利石形成过程便会停止。因此，可利用砂岩储层中自生伊利石的同位素年龄来判断油气藏的形成时间，即烃类充填储层的时间应略晚于自生伊利石的同位素年龄。根据平面上和剖面上自生伊利石的同位素年龄分布可以判断成藏的速度（快速或缓慢）以及烃类运移的方向。

（3）流体包裹体：流体包裹体记录了烃类流体和孔隙水的性质、组分、物化条件及地球动力学条件，在一定地区水平和垂直方向上有规律取样，对储集岩成岩矿物中流体包裹体进行期次、类型、丰度、成分等对比研究，结合储层埋藏史和热演化史定量分析，可确定烃类运移聚集的时间、深度、相态、方向和通道。近年来这方面主要研究方向，一是储层流体包裹体均一化温度，结合埋藏史和热演化史特征，确定油气运移－成藏期次和时间；二是包裹体中化石烃类成分与油气藏中烃类成分对比分析，确定各期次烃类流体的成藏贡献；三是储

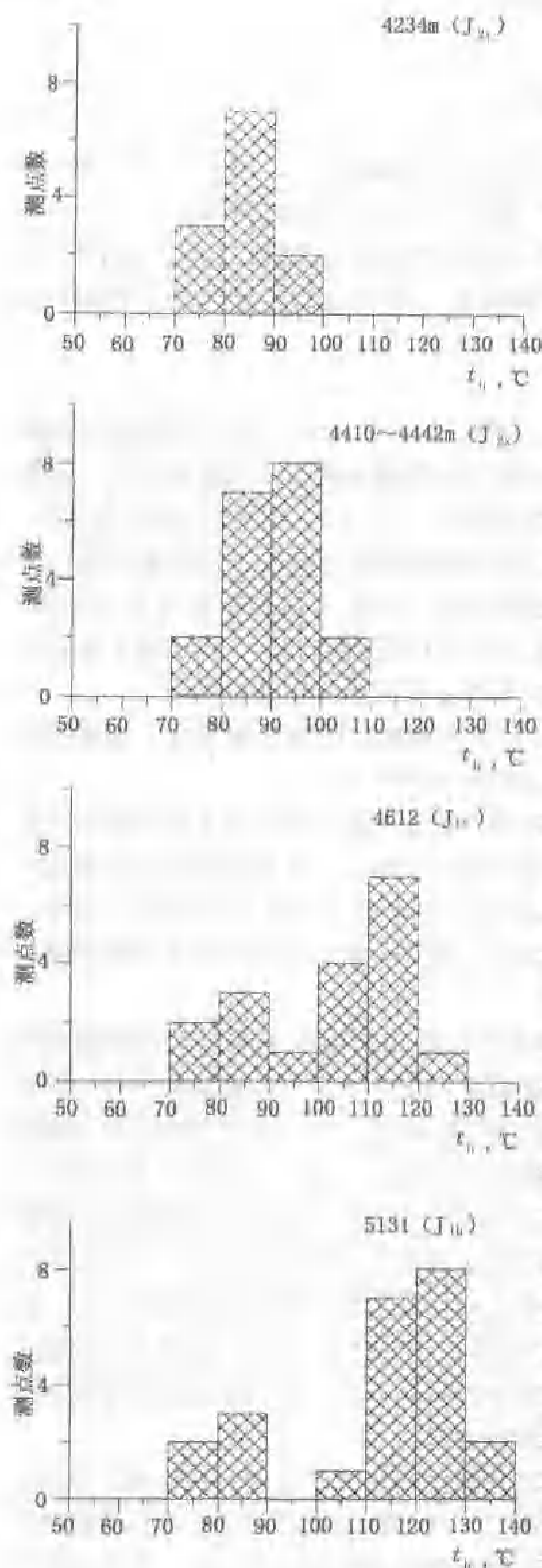


图 5－41　盆参 2 井流体包裹体分布图
（据王飞宇）

层含油包裹体丰度作为古含油饱和度标志，识别古油层，确定油水界面的变迁史；四是从包裹体均一化温度、相态、成分认识化石流体性质，特别是识别古代热流体的存在与活动时间。

（4）储层固体沥青：储层固体沥青可视作一类特殊的"成岩矿物"，它是油藏中石油蚀变的产物，记录了油藏被改造、破坏的信息。固体沥青反射率反映了烃类流体转变为固体沥青后所经历的热历史。从储层固体沥青反射率、沥青反射率化学反应动力学，结合储层埋藏史和热演化史定量分析，可确定油藏破坏时间。

如准噶尔盆地莫索湾隆起侏罗系储层流体包裹体主要存在于方解石和石英胶结物中，根据冷热台系统分析冰点（反映流体介质的差异）的不同，流体包裹体主要分为两期，第一期流体包裹体均一化温度多在 70～90℃，盐水包裹体与含油包裹体共生；第二期流体包裹体均一化温度多在 100～130℃，盐水包裹体多与含气态烃的盐水包裹体、气体包裹体共生。图 5－41 为盆参 2 井流体包裹体均一化温度（T_h）分布。

根据两期流体包裹体均一化温度分布和中值，盆参 2 井和盆 4 井埋藏史，第一期流体包裹体均一化温度 70～90℃ 相对的地质时间为晚白垩世，第二期流体包裹体均一化温度 100～130℃ 相对应的地质时间为晚第三纪和第四纪。这反映莫索湾隆起侏罗系储层两期成藏时间。

图 5－42 表示，准噶尔盆地莫索湾隆起中侏罗统头屯河组和西山窑组储层伊利石的同位素年龄，盆参 2 井为 99～83Ma，盆 4 井为 104～91Ma；下侏罗统三工河组和八道湾组砂岩储层伊利石的同位素年龄，盆参 2 井为 74～64Ma，盆 4 井为 83～71Ma。根据砂岩储层自生伊利石年龄，中侏罗统头屯河组和西山窑组油藏成藏期在晚白垩世，下侏罗统三工河组和八道湾组砂岩气藏成藏期在白垩纪末以后。

总之，流体历史分析是一套应用前景很大、尚待发展完善的新方法。此外，尚可根据天然气所含氦、氩比值，及地层区域倾斜发生时间等因素去考虑油气聚集的时间。总之，油气藏形成时间的确定方法尚处在探索过程中，在具体应用时，必须综合

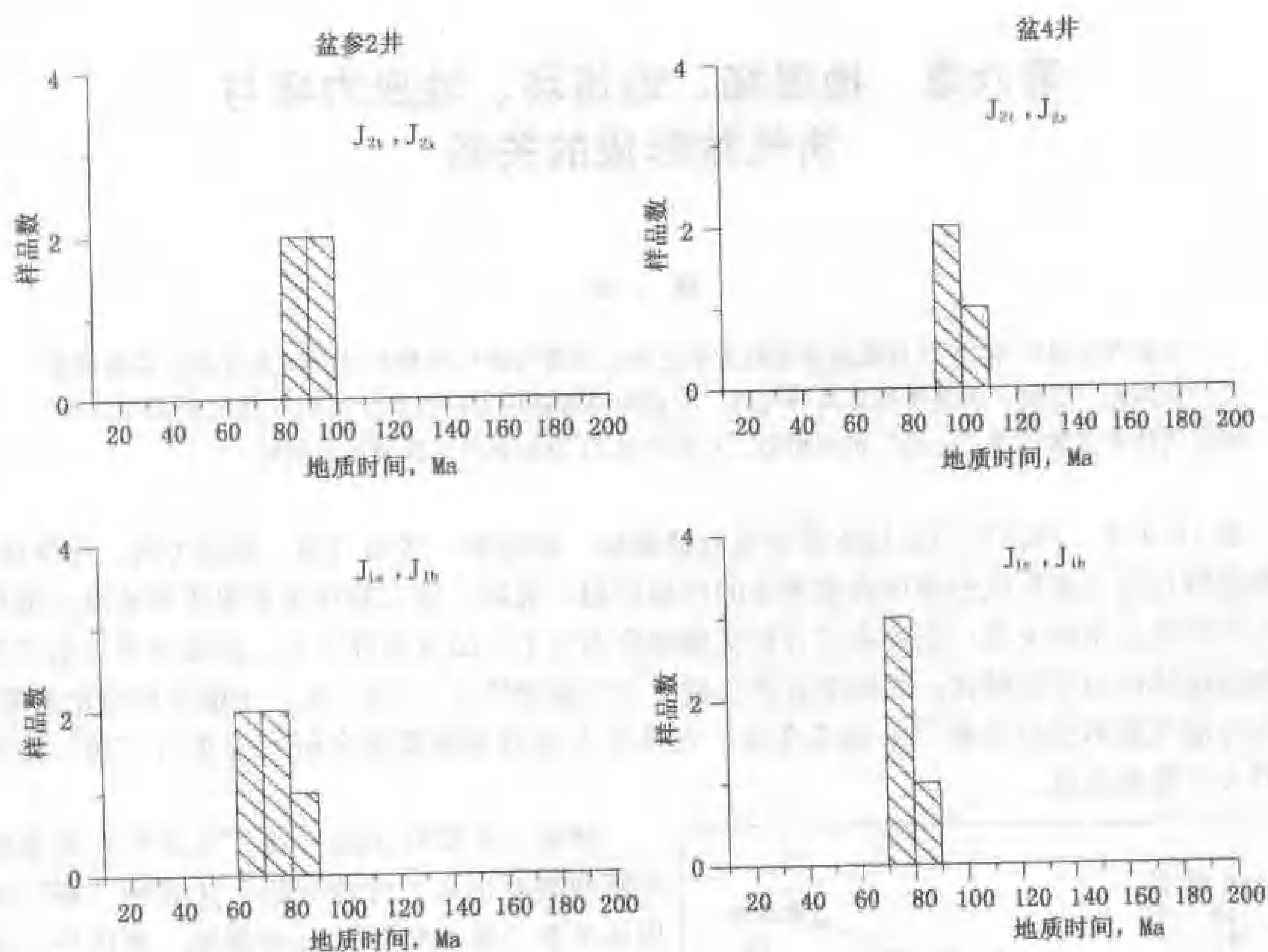


图5-42　莫索湾隆起侏罗系砂岩储层自生伊利石（<0.1μm）同位素地质年龄分布（据王飞宇）

利用各种方法进行计算，互相校核，才可能得出比较正确的结论。

思　考　题

1. 何谓圈闭？何谓油气藏？
2. 油气成藏必备地质要素有哪些？
3. 大油气藏形成的基本石油地质条件有哪些？
4. 油气差异聚集原理的适用条件是什么？
5. 确定油气成藏期的方法有哪些？

第六章　地温场、地压场、地应力场与油气藏形成的关系

提　要

本章内容多系90年代石油地质学的重要进展，对现代油气勘探及综合研究有深远的指导意义。在阐明“三场”的基本概念及特点后，分别探讨流体压力封存箱、凝析气藏的形成与分布、固态气体水合物等与“三场”密切相关，乃至涉及21世纪油气勘探领域的问题。

近10年来，国内外石油地质界注意到地温场、地压场、水动力场、地应力场、化学场、生物场等在油气藏形成分布中有着重要的控制作用。美国、澳大利亚学者曾研究地温、地压与气田形成分布的关系；原苏联学者以实测地应力为主，结合地静压力、温度研究总结了田吉兹超级油田的形成模式；我国学者曾在教材《石油地质学》（第二版）中辟专章讨论温度、压力与油气藏形成的关系[57]；近几年来，在某些大型石油地质综合研究中更将“场”的作用列入了课题内容。

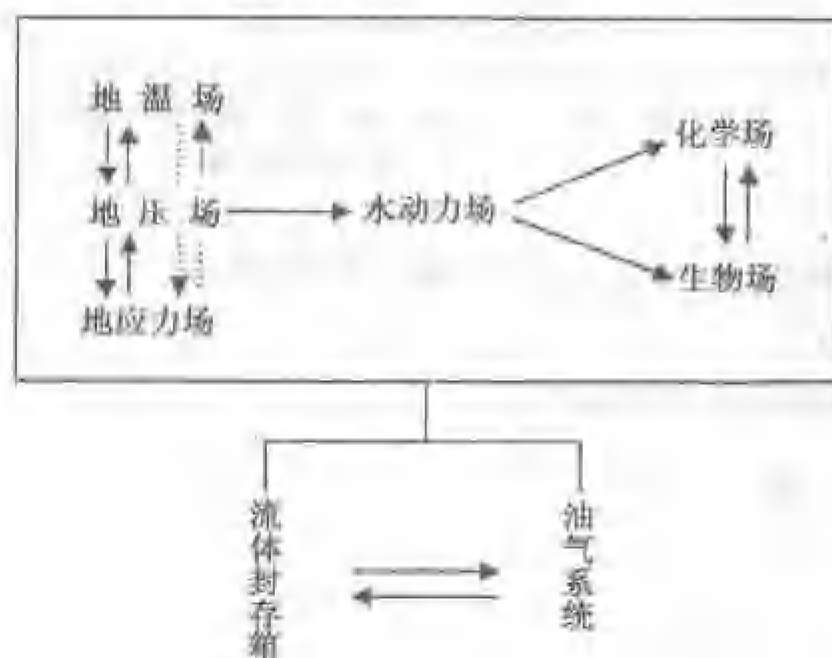


图6－1　各种场及其与油气分布的关系（据张厚福，1998）

然而，大家对这些“场”及其相互关系的理解却颇有出入。冷静分析上述各种“场”的因果关系，易于辨识只有地温场、地压场、地应力场等“三场”，系受地球内能控制，是地球内部能量以不同形式在地壳上的表现，因而是最本质的，其他场均系派生的[55]。地球内部的热能通过导热率不同的岩石在地壳上显示出地温场；地球内部的重力能通过岩石圈反映为地压场；在地球自转过程中，受向心力与离心力的作用，物质分异并转动，在地壳上呈现出挤压、剪切、拉张等性质各异的地应力场。这“三场”相互之间彼此联系与影响。正是“三场”的作用，地壳上形成海盆、湖盆等各种水域，才衍生出水动力场；有了水体才有助于出现化学场与生物场，后二者也相互联系和相互制约。以上各种场的相互关系应如图6－1所示。综合这些场的作用，在含油气盆地内才出现异常压力流体封存箱与油气系统等地质实体，后二者之间自然也互有联系和影响（图6－1）。

异常压力流体封存箱和油气系统都是90年代以来在国外石油地质界兴起的新概念、新理论、新方法，是石油地质学原理的重要进展，引起广大石油地质学家们的普遍关注。它们是将盆地中的烃源层、储集层、盖层、上覆岩系等基本地质要素和油气生成、运移、聚集、保存（或逸散）等基本成藏作用纳入统一的时间、空间范围内进行静态、动态相结合的综合研究，阐明油气藏形成机制及分布规律，从而指导油气勘探。这种新型的石油地质综合研究

正在发展为成藏动力学[55]。

第1节　地温场与古地温研究

一、地温场

地温场是地球内部热能通过导热率不同的岩石在地壳上的表现。地表流出温泉、深井温度升高及火山喷出炽热物质，都表明地下是热的。在地表上层（深约20～130m）之下，地温随埋藏深度而有规律地逐渐增加，即每加深一定深度便升高一定温度。现将深度每增加100m所升高的温度，称为地温梯度（或地热增温率），以℃/100m表示。取得地下温度或地温梯度后，编绘等值线图或等数据体，即可反映地温场的变化。

地球内部的热能可能来自地核里的热源，包括融熔岩浆、放射性元素蜕变、地热的辐射与对流、地壳变动时的颗粒摩擦热，以及渗透层内的放热化学反应等，不过后二者多为暂时的或局部的。岩石的导热率系指在温度差为1℃时，每秒钟内能透过厚1cm、面积1cm^{2}的平板的热力，以卡为单位。岩石的导热率因其成分和结构而异，一般按下列顺序递增：疏松干岩石、煤岩、粘土岩、砂岩、碳酸盐岩、盐岩、变质岩及岩浆岩。在同一热源下，导热率小的地区地温梯度较高。若干常见物质的导热率见表6－1。各地区地温梯度的变化正是具有不同导热率的各种热源的综合结果。

表6－1　若干常见物质的导热率

（据美国度量衡局公报14号）

物　质	导热率，cal*（平常温度时的近似值）	物　质	导热率，cal（平常温度时的近似值）
玄武岩	0.0052	砂　岩	0.0055**
白　垩	0.0020	板　岩	0.00470
地壳（平均）	0.004	石　油	0.000355
花岗岩	0.004～0.005	水（0℃）	0.00120
石灰岩	0.00029	水（20℃）	0.00143
镁质碳酸盐岩	0.00023～0.00025		

注：*　1cal＝4.1868J；

**　砂岩导热率数据有误，应小于石灰岩。

现今地温场可以通过钻井井温测量结果或大地热流值测试记录计算编图来研究。由于泥浆散热性能及岩石导热率等因素的差异，测出的井温资料不能完全反映真实的地下温度，但可对同一深度进行多次测量加以校正；也可借助采油温度来校正，如在尼日尔河三角洲12个海上油气田3050m（10000ft）深处采油温度与电测温度之间平均差值约为22%，作为校正系数，将该区未测采油温度的所有油气田同一深度的电测温度校正为真正的地层温度[109]。

取得真正的地下温度资料后，即可计算地温梯度。

图6－2为我国大陆主要沉积盆地的大地热流值分布概貌，尽管有些盆地尚无测试记录，但也可反映出明显的规律：藏滇地区和东部沿海地区均接近喜马拉雅期构造活动强烈地带，

呈高热流特征；西北塔里木等古老稳定陆块上的大型盆地，显示低热流值；介于其间的鄂尔多斯和四川等大型盆地热流值也表明了过渡性特征。图 6－2 还说明在同一大型盆地内，如渤海湾盆地，断块翘倾使基岩埋深差异显著，隆起区与坳陷区热流值差别可达 2～3 倍。图中给出的各盆地平均热流值则反映了盆地深部的基本地热特征。



图 6－2　中国大陆主要沉积盆地大地热流分布概貌

（据汪集旸等，1990）

1—松辽；2—辽河；3—冀鲁；4—豫皖；5—苏北；6—南襄；7—江汉；8—福州；9—漳州；10—北部湾；11—昆明；12—楚雄；13—腾冲；14—羊卓雍—普莫雍湖；15—伦坡拉；16—鄂尔多斯；17—四川；18—甘南；19—柴达木；20—塔里木；21—准噶尔；22—吐哈；23—酒泉；24—二连；25—海拉尔

近代板块构造学说强调沿巨大断裂系的热流及火山活动，沿沉积盆地的边界大断裂带常见分布许多地热点就是最好的证明。如果板块未分离，造成热膨胀接触，热流从深处上升；如果板块分离，热膨胀溢出，热液会强烈上升到地表。所以，沿着大断裂带常常出现高地温梯度。在欧洲北海根据井下资料计算地温梯度高达 3.5～5.0℃/100m[119]；这里的古地温研究表明高地温梯度多在断层带附近出现，并在晚第三纪时已达到那个温度，比现在测量的地温高。

在大陆边缘的三角洲沉积发育地区，也常常出现高地温梯度。一方面这里是快速沉降区域，环绕三角洲出现许多同生断层，成为地下热液上升的良好通道；另一方面快速沉降可以埋藏巨厚页岩，特别是含蒙脱石页岩，引起欠压实作用并形成承压页岩，而承压页岩的导热率低，起着良好的隔绝作用，造成异常高的地下温度。例如，尼日尔河三角洲地温梯度高达

1.84－5.47℃/100m，从河流相砂岩低于1.84℃/100m到近海沉积约增达2.73℃/100m，至外围三角洲连续页岩中的最大值高达5.47℃/100m[129]。

一般来说，地温梯度高有利于沉积岩中的有机质向油气转化。世界上许多大油田同高地温梯度带有关，生油窗埋深一般为2 000－3 000m或者更浅，例如欧洲北海盆地及我国松辽、渤海湾等盆地。而地温梯度低（尤其是古地温梯度）或多次上升剥蚀则可延缓烃源岩的热成熟作用，如低地温的塔里木和准噶尔盆地，在5 000m以下超深部石油仍可保持液态，阿尔及利亚哈西—迈萨乌德大油田的志留系黑色页岩油源则与长期上升延迟成熟有关。所以欲查明各沉积盆地不同地质时代沉积岩中原始有机质的成熟时期，必须研究这些沉积岩在地史上所经历的古地温。

二、古地温的测定

在地质历史上，岩层遭受褶皱、剥蚀以及岩浆活动，往往造成古、今地温的很大差别。因此，在地壳运动强烈的地区，用现今的地温梯度估价烃源岩中原始有机质的成熟度是不可靠的，应该尽可能恢复古地温，探求烃源岩经受的最高温度。在石油地质研究中，测定地质历史过程中沉积岩经受最高温度的方法很多，目前国外多借助于镜质组反射率、孢子颜色、自生矿物、流体包裹体及磷灰石裂变径迹等[119,111]。通过对比这些指标与已知温度梯度的关系，或者通过实验测定反应的动力学方程式来求得。

（一）镜质组反射率（R_o）法

在第二章已论及镜质组反射率是一种较好的成熟度指标。随着温度升高，反应时间延长，镜质组逐渐降解演化，颜色愈益加深，反射率逐步增大且不可逆。可见，镜质组反射率与温度、时间之间存在一定的函数关系，反射率的大小直接反映经受的最高温度。因此，根据沉积岩中镜质组的反射率可以估算在地质历史上经受的最高古地温。由图6－3可以看出镜质组反射率与温度、时间之间的关系，它既可表示在恒温下加热一定时间所得到的反射率值，也可反映在同一时间内温度变化所造成反射率值的差别[119]。于是，对已知地质时代的沉积岩，测定出其中所含镜质组的反射率后，就可以推算其所经受的最高古地温。

由于在热演化过程中，镜质组的降解程度与反射率的增加是一致的，因此也可以通过电子计算机模拟得出各地区镜质组降解率与镜质组反射率的对应关系曲线（图6－4）。然后，系统测定探井中岩石的镜质组反射率，由图6－4得出相应这些反射率值的镜质组降解率，代入阿伦纽斯方程式即可求出地下古地温

$$T=\frac{E}{R\cdot\ln(A/K)} \tag{6-1}$$

式中 K—镜质组降解率；

T—绝对温度，K；

E—活化能；

R—气体常数；

A—频率因子。

Barker（1986）专门研究过镜质组反射率与古地温之间的关系，通过600多个镜质组反射率 R_o 值与对应的最高温度 T_{peak} 统计分析得出[110]

$$\ln R_o=0.0078T_{peak}-1.2 \tag{6-2}$$

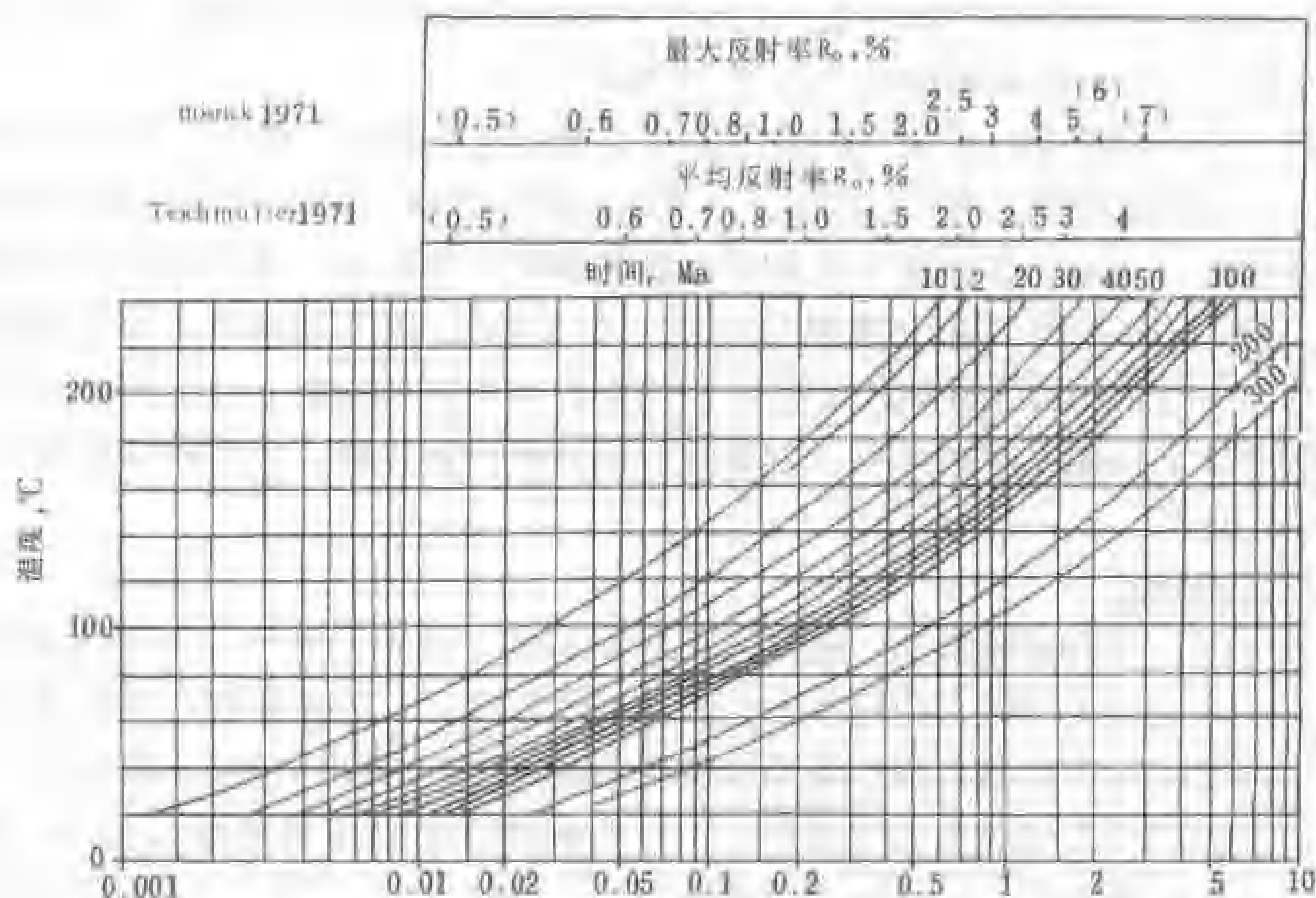


图 6-3 镜质组反射率与温度、时间的关系
（据 B.S.Cooper，1977）

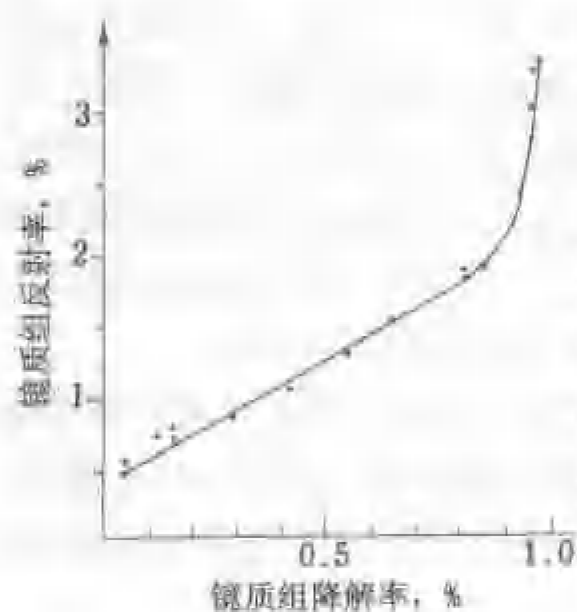


图 6-4 镜质组降解率与镜质组反射率的对应曲线

Barker 认为上式具有普遍性，是一种较好的地质温度计。

（二）*孢子颜色和热变指数法*

这是一种简便快速的方法。随着沉积物埋藏深度加大，其中所含的孢子、花粉、藻类等有机物在热演化过程中颜色逐渐加深、热变指数增大，具有不可逆性。因此，根据孢子的颜色及有机质的热变指数，也可以反过来求得所经受的最高古地温。图 6-5 表明随温度升高孢子颜色的变化情况，并加注孢子颜色指标和热变指数。这个方法在北美、西欧及其他地区已得到广泛应用，并且证明同煤的牌号及镜质组反射率的资料非常吻合。

在碳酸盐岩所含牙形石的埋藏过程中，经受地热温度与时间的作用，也会产生颜色的不可逆变化，因此，采用牙形石色变指数也可探求古地温，并可与其他有机质成熟度指标相对应（据 Epstein，1977）。

（三）*自生矿物法*

沉积岩中的自生矿物受周围环境影响会发生不同的变化：碳酸盐类及硫酸盐类矿物易受化学因素的作用；而粘土矿物、沸石、二氧化硅三种矿物系列的演变则同温度、压力及反应时间等物理因素密切相关，不可逆转。因此，可以应用粘土矿物、沸石、二氧化硅这三种矿物系列来研究古地温。这些系列矿物转化的温度范围如下[108]：

粘土矿物系列：蒙脱石 $\xrightarrow{104℃}$ 伊—蒙混合层 $\xrightarrow{137℃}$ 伊利石；

沸石系列：火山玻璃 $\xrightarrow{56℃}$ 斜发沸石 $\xrightarrow{116℃}$ 方沸石和（或）片沸石 $\xrightarrow{138℃}$ 浊沸石和（或）

钠长石；

二氧化硅系列：非晶质二氧化硅$\xrightarrow{45℃}$低温方石英（方英石）$\xrightarrow{67℃}$低温石英。

将沉积岩样品送实验室鉴定上述三个系列的自生矿物，综合分析所含的矿物类别，即可根据自生矿物系列的转化受古地温控制且不可逆转的原则，来判断岩样在地质史上曾经受的最高古地温。

（四）流体包裹体法

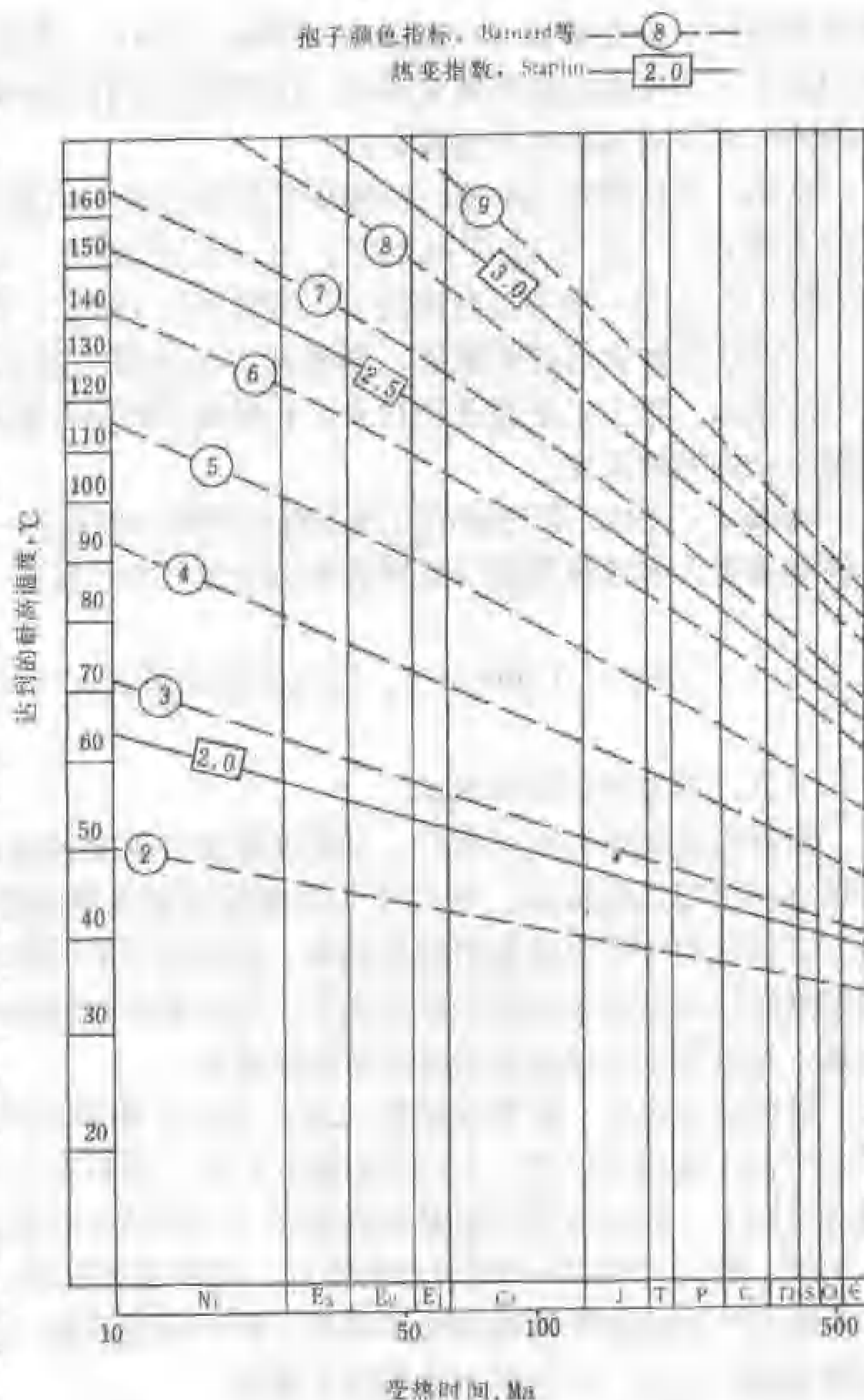


图 6－5 孢子颜色、热变指数与温度的关系

流体包裹体（Fluid inclusion）是在矿物结晶生长过程中被包裹在矿物晶体缺陷中的流体，可以有单相、双相或多相流体包裹体（以下简称包体）。流体包体广泛应用于矿床学、岩石学（变质岩、沉积岩、岩浆岩）、地球化学及石油地质学中，可用来研究成岩成矿（包括油、气）物质来源、物理—化学环境条件，以及流体的性质、经历、水岩反应、地壳演化等诸方面的问题。

流体包裹体在地质研究上最重要的一个应用就是确定古地温。包体测温方法有均一法、爆裂法和淬火法等。目前在石油地质上最常用的是用均一法来测量包体温度，称之为均一温度（Homogenization temperature）。

在常温常压下见到的包裹体往往含气相与液相两种流体，在冷热台上升温加热，在显微镜下可见两相转化为单相流体，这时记录的温度即为均一温度。

一般认为均一温度代表包体形成温度的下限。但是有些研究表明，均一温度代表了包体形成过程中经历的最高温度。如美国著名学者 Barker 根据大量的实验室研究认为[111]，沉积岩中矿物（如方解石）流体包体，当温度超过其初始捕集（Initial entrapment）形成温度时，会发生再均衡作用而导致包体流体热膨胀和压力增高，发生流体泄漏甚至变空，或者再一次被流体充填，这两种作用都会降低包体的密度，因而使均一温度升高，形成另一平衡温度，此时包体的均一温度高于其形成时的温度，是其形成过程中的最大温度（T_{peak}）。Prezbindows 等（1987）、Wagner 等（1982）研究也认为高温加热作用会使均一温度（T_h）接近于最大温度（T_{peak}）。当然，有些学者认为在一个样品中并不是所有包体都是通过再均

衡作用达到了最大温度（Goldstein，1986，1990）。事实上，实际工作中研究发现，矿物包体记录了一个复杂的地热演化历史，沉积岩成岩作用和包体产状以及二者之间的关系对解释包体均一温度时显得尤为重要。

从均一温度测量结果看，我国华北东部石炭—二叠系石灰岩中自生方解石矿物包体均一温度有两组，一组为120℃±15℃，另一组为145℃±15℃，最高温度为159℃。石灰岩方解石脉中包体均一温度也有两组，一组为90～120℃，另一组为118～134℃。二叠系石英砂岩中石英次生加大边非常发育，测得其中包体均一温度为117～142℃，石英颗粒胶结物温度与之相似。以上这些温度均代表了其形成时的当时温度，方解石脉中的温度代表了后期沿裂隙活动的热液温度。

Barker（1990）曾详细研究镜质组反射率与包体均一温度之间的关系，根据大量流体包体温度测量，发现镜质组反射率的对数与包体均一温度（T_h）之间存在良好的线性关系[111]

$$\ln R_o = 0.008\,11 T_h - 1.26(\text{相关系数 } r = 0.93, \text{回归点数 } n = 115) \qquad (6-3)$$

（五）磷灰石裂变径迹法

磷灰石在沉积岩中分布广，对温度敏感，裂变径迹退火的温度范围与生油窗基本一致，所标定的温度比较精细，可反映不同地质时期古地温的变化，因而是较为理想的地质温度计。它还可用来研究盆地的物质来源、沉积层的形成年代与沉积速率、测定地层抬升速率与剥蚀厚度以及判断断层的形成年代等。所以磷灰石裂变径迹法是研究沉积盆地发育史的有力工具，是近年来迅速发展的重要新研究领域。

烃源岩常含铀、钍等放射性元素，其原子核裂变可分自发裂变与诱发裂变。由于U^{238}比U^{235}的丰度高139倍、Th/U比值小于10，所以在U和Th的自发裂变中，U^{238}的贡献占99.9%以上，其他天然同位素可忽略不计；样品经中子反应堆辐照后产生诱发裂变，主要来自U^{235}，而U^{238}和Th^{232}则可忽略不计。在裂变过程中，带电重粒子具很大能量，通过绝缘材料时可产生放射性损伤的狭窄痕迹，称为裂变径迹，它能被一定的化学试剂优先溶解，径迹经蚀刻扩大后，可在普通光学镜下观察。

统计磷灰石等测量矿物中辐照前的自发裂变径迹密度与辐照后的诱发裂变径迹密度，代人下式即可求得矿物的裂变径迹年龄

$$t = \frac{1}{\lambda_D}\ln\left(1 + \frac{\lambda_D \cdot n \cdot \sigma \cdot I \cdot \rho_s}{\lambda_f \rho_i}\right) \qquad (6-4)$$

式中 t——矿物年龄，a；

λ_D——铀的总衰变常数，$1.55\times10^{-10}a^{-1}$；

λ_f——U^{238}自发裂变衰变常数，$6.99\times10^{-17}a^{-1}$；

I——U^{235}/U^{238}同位素丰度比，7.2676×10^{-3}；

σ——U^{235}的热中子裂变截面，$580\times10^{-24}cm^2$；

n——中子通量；

ρ_s——自发裂变径迹密度；

ρ_i——诱发裂变径迹密度。

所有矿物中的裂变径迹，都具有随温度增高而径迹密度减少和长度缩短直至完全消失的

特性，这一特性称为退火。磷灰石的裂变径迹退火温度范围与生油窗基本对应，所以利用磷灰石裂变径迹来研究烃源岩有机质成熟的古地温，在石油地质学上具有重要意义。

澳大利亚奥特韦盆地深井资料表明（Gleadow 等，1984）：磷灰石裂变径迹年龄和长度均随井深增加而递减，从而测定每个样品裂变径迹退火的校正温度（T_L）和校正年龄（t_L），用以与现今井温（T）和地层年龄（t_S）分别对比，即可讨论磷灰石样品的形成时间和物源，以及经历的古、今地温状况。

第2节　地压场与地层压力预测

一、地压场

地下渗透性地层中所含流体承受的压力，称为地层压力或孔隙流体压力，对油、气藏而言，可分别称为油层压力或气层压力。也可理解为油（气）藏内石油（或天然气）作用于围岩的压力。地层压力的通用单位是兆帕（MPa）。获得地层压力数据后，编制地层压力等值线图或等数据体，即可反映地压场的变化。

有关地层压力、测压面及折算压力等概念已在第四章讲述，不再重复。

地压场是由地球重力所致。因此，深埋地下数百至数千米的油气层，其地层压力主要有两个来源：一为上覆岩层重力（岩石平均相对密度约为2.0～2.5）造成的岩石压力；另一为地层孔隙空间内地层水重力造成的水柱压力，或称孔隙流体压力。

岩石压力主要为岩层矿物颗粒的支架结构所承担，如果支架坍塌，岩石压力就会将矿物颗粒挤在一起，减少孔隙空间，岩石压力遂传递到流体。因此，在一个与外界联系的储集层内，岩石压力的作用是暂时性的；而在孤立的砂岩透镜体、生物礁等若干与地面供水区似无联系的封闭圈闭中，岩石压力与孔隙中的流体呈弹性平衡，在这种情况下，岩石压力的作用才是永久性的。

所以，在一般情况下，我们所说的地层压力主要是由地层孔隙内水柱重力所引起的，这是永久性压力系统内压力的主要来源。如果地层水处于静止状态，产生静水压力，这种压力的作用方向垂直向下，即在同一层内海拔高程相同的各点压力相等。当静水压力平衡遭到破坏，地层水发生流动，就产生动水压力。在自然界大多数储集层内，供、泄水区海拔不同，测压面往往呈倾斜状，在动水压力作用下，液体能够在层内流动。所以，在储集层内水对任何一点所施加的总压力就是静水压力与动水压力之和。而该点的总压力梯度就是这两种压力梯度的向量和。此外，渗透力、温度变化、次生沉淀或胶结等，也是地层压力的次要来源。

地层压力随深度的增加率，称为地层压力梯度。一般来说，有两种地层压力梯度：一是静水压力梯度，即在含水层内测压点之上随深度而增加的水柱压力，静水压力梯度约为每深10m增加0.1MPa；另一种是动水压力梯度，它存在于有水流动的储集层中。

在特殊的地质环境里，超过静水压力的地层压力，称为异常高地层压力（超地层压力）；而当地层压力低于静水压力时，则为异常低地层压力（低地层压力）。近10年来，随着世界油气勘探的进展，发现高、低异常压力带越来越多。在美国墨西哥湾第三系、澳大利亚西北大陆架丹皮尔（Dampier）拗陷白垩系和侏罗系，都可见到异常高压带的区域性分布[148]；而在加拿大阿尔伯达州的维京砂岩、美国圣胡安盆地、新墨西哥和科罗拉多州的三江盆地都是异常低压区的著名实例[123]。

二、地层压力预测

通常在钻井或采油过程中，利用随钻测量、重复式地层测试器（Repeat Formation Tester，简称 RFT）或深井压力计等手段，可以直接测量地层压力或油层压力，方便准确。

但是，在勘探新区或井下资料不多的地区，为给钻井工程提供地层压力预测数据以防井喷等事故，或在石油地质综合研究中探讨盆地内油气运移和聚集的规律，国外广泛利用页岩体积密度或地球物理资料进行盆地范围内的地层压力预测，探寻地压场的变化规律。常用的有等效深度法、Fillippone 法等。

（一）等效深度法（Equivalent Depth Method）[130]

近些年来，在美国墨西哥湾等地区利用页岩体积密度值通过等效深度换算求取地层压力，效果很好。将页岩体积密度值对照相应的深度标在图上，可以确定正常趋势线。在异常高压带，页岩常呈欠压实状态，体积密度减小、孔隙度增加；所以，页岩体积密度值的任何减小都可反映这种异常高压环境的存在及其大小。

利用等效深度法或特定地区的经验曲线，可以由页岩密度资料来定量估算地层压力（图 6－5）

$$p_f = G_o D_A - D_E(G_o - G_w) \qquad (6-5)$$

式中 p_f——孔隙流体压力，MPa；

D_A——超压井段的对应深度，m；

D_E——对应 D_A 的正常等效深度，m；

G_w——静水压力梯度，MPa/m；

G_o——上覆地层压力梯度，MPa/m。

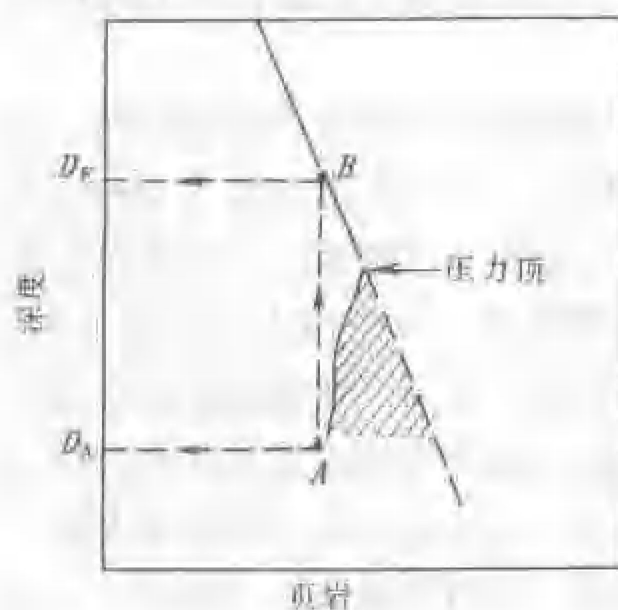


图 6－6 等效深度法图解

（据 Fertl，1977）

例如：在所有上覆地层压力梯度等于 0.23MPa/m，静水压力梯度等于 0.01MPa/m 的区域，上述关系可简化为

$$p_f = D_A - 0.535 D_E \qquad (6-6)$$

此式已在美国墨西哥湾、欧洲北海及其他地区成功地被采用了。

尽管碳酸盐含量高、重矿物等因素有不良影响，但是在压力预测工作中，页岩体积密度等效深度法还是行之有效的。

应用声波测井资料也可藉助等效深度法预测异常地层压力。

（二）Fillippone 法

1979 年美国加利福尼亚联合石油公司的 W.R.Fillippone 根据在墨西哥湾等地区利用测井、钻井、地震等多学科资料综合研究成果提出下述两套不依赖正常压实趋势线的实用公式

$$p_f = \frac{v_{max} - v_{int}}{v_{max} - v_{min}} p_{ov} \tag{6-7}$$

$$p_f = \frac{v_{mxp} - v_{int}}{v_{mxp} - v_{mnp}} p_{ov} \tag{6-8}$$

式中　p_f——地层压力；

v_{max}、v_{min}——孔隙度近于零与刚性近于零时的地层速度，前者近似基质速度，后者近似孔隙流体速度；

v_{mxp}、v_{mnp}——地层的最大与最小压实速度；

v_{int}——预测层组的层速度，由地震资料提供；

p_{ov}——上覆地层压力。

两套公式形式一样，只是 v_{max}、v_{min}、v_{mxp}、v_{mnp}各自随深度变化的规律不同。

上覆地层压力 p_{ov}可用下述经验公式求得

$$p_{ov} = 0.465\bar{\rho}H \tag{6-9}$$

式中　$\bar{\rho}$——地层平均密度；

H——计算点埋深；

0.465——单位换算系数，也有人称其为地静压力系数值。

这两套公式有一共同特点，都可计算出从浅至深各层速度点的压力值。它们不依赖正常压实趋势线，具有很大推广价值，特别是在新探区及海域，这种方法尤为适用。计算精度除与参数取值有关外，更需取决于工区实际情况与相应经验关系的吻合程度。此法在辽东湾辽西凹陷北洼首次应用取得了良好效果[49]。实践证明，此法在我国许多探区应用效果均优于其他方法。

第3节　地应力场及其与生运聚保的关系

一、地应力场的概念及研究方法

地壳或地球体内，应力状态随空间点的变化，称为地应力场。从广义讲，地质构造现象是总地应力决定的，后者包含受重力控制的上覆岩体重量造成的静地应力（垂向压应力）与受地壳构造运动控制的构造应力两部分。构造应力场是变化的，而静地应力场是相对恒定的，可见总地应力的变化主要是由构造应力场的变化引起的。因此，多数学者惯于采用狭义的概念，将静地应力视为地静压力，属地压场的范畴，而将地应力场又称为构造应力场。

地应力场一般随时间变化，但在一定地质阶段相对比较稳定。研究地应力场，就是研究地应力分布的规律性，确定地壳上某一点或某一地区，在特定地质时代和条件下，受力作用所引起的应力方向、性质、大小以及发展演化等特征。随着地质演化，一个地区常常经受多次不同方式的地壳运动，导致同一地区内，呈现出受不同时期不同性质地应力场作用所形成的各种地质构造及其叠加或改造的复杂景观。所以，只有最近一期地质构造，未经破坏或改造，才能确切反映这个时期的地应力场。

地应力场可按空间大小区分为全球、区域和局部地应力场；按时间区分为古地应力场和今地应力场；按主应力作用方式区分为挤压、拉张和剪切地应力场[24]。

地应力场的研究方法尚在探索中，归纳起来可分为正序和反序两类逻辑演绎法。

（一）*正序研究法*

从已知地块或岩块的力学性质、外力作用方式等分析其应力分布状态，预测可能发生的变形部位及变形演变过程，今地应力场的研究多属此类。岩石力学试验、光测弹性模拟试验和计算机数理分析方法是其主要研究手段。例如原苏联全苏可燃矿产地质与开发研究所在滨里海盆地沉积岩系构造活动带的若干钻井及矿坑中，实际机械测定了不同深度下的地应力，发现无论垂向挤压应力值，还是水平挤压应力值，均可超过地静压力值的1～5倍或更多（图6－7）。可见沉积岩在地质动力体制下比在地静压力体制作用下，经受大得多的负荷和更强烈的改造。

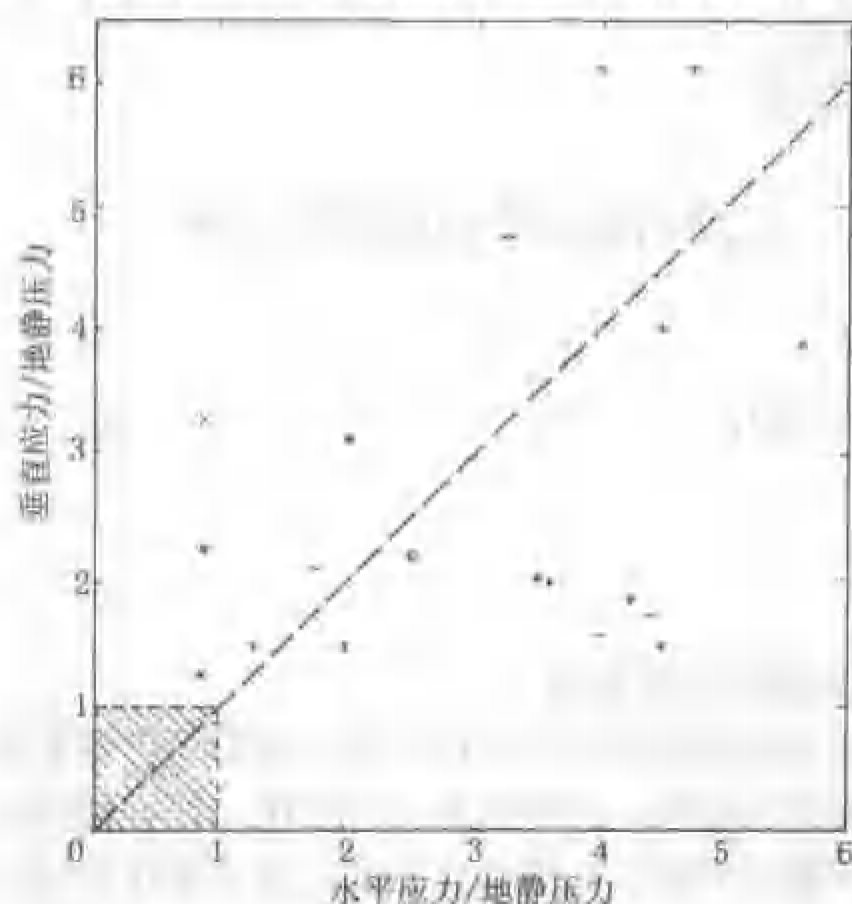


图6－7 沉积岩中地应力超过地静压力的实测结果（据 Пешоха，1992）

（二）*反序研究法*

是研究古地应力场的常用方法。通过实地测量、统计、分析构造运动留下的各种构造形迹及组合特点，反推当时的地应力场。例如石油大学（北京）李德同❶在吐哈盆地实地测量了许多露头及岩心上的大量断层和裂缝的有关数据，用计算机数值模拟方法编制了侏罗纪的各种地应力场图件，探讨了油气运移的方向及途径。

最佳方法是将正序与反序结合，实地机械测定地应力，取样进行岩石力学试验，统计露头或岩心上的各种构造形迹及组合，然后用计算机数值模拟、编制全区的地应力场有关图件，才能更逼近实际地应力分布的变化规律。

二、地应力场与油气藏形成分布的关系

在含油气盆地内开展地应力场研究，直接关系到油气生成、运移、聚集、保存或破坏等全过程的研究。从国内外研究现状分析，地应力场研究与油气藏形成分布存在下列关系：

（1）地应力场的性质控制着烃源岩有机质成熟演化的力学化学效应；

（2）地应力场的性质影响着烃源岩和储集岩微裂缝的形成分布、储集层次生孔隙发育带的形成分布；

（3）地应力场特征影响着油气初次运移和二次运移的方向、通道及强度；

（4）地应力场的形成、演化直接控制各类二级构造带、各类构造圈闭、断层、裂缝以及地层不整合的形成与演化，影响油气运移和聚集，与油气藏的形成、类型及分布有密切关系；

（5）地应力场的发展变化与油气藏的保存或破坏也有着紧密联系。

❶ 李德同，吐哈盆地台北凹陷构造应力场和储层构造裂缝数值模拟研究，内部资料，1996年。

总之，地应力场的特点与演化，对含油气盆地内油气藏、油气田、油气聚集带的形成、类型及分布具有重要的控制作用。

第4节 “三场”研究实例

一、美国南路易斯安那 Bayou-Calin 湖砂区应用地温场与地压场研究气田[138]

在墨西哥湾盆地北部有一个同生断层带弧形分布网，其北为含盐凹陷。Bayou-Calin 湖砂区位于弧形同生断层带中段，已发现湖砂、东湖砂及 Bayou-Calin 三个气田，分别属于同生断层下降盘背斜圈闭、上升盘背斜圈闭及二者以北的地层圈闭。在这些已知气田上研究地温场与地压场的特征，总结经验，再去预测同生断层带的未知气田，获得良好效果。

根据已知气田上的浅井资料分别编制了地压与地温等值线图，再用深井结合地震勘探资料编制出四个深度基准面（3048、3658、4267、4877m）的地温等值线图。

由地压等值线图划分水压带与增压带（高压异常带）：

地静压力系数：水压带 0.465（1.12g/cm^3 或 9.3 lb/gal 泥浆）；增压带 1.00（2.40g/cm^3 或 20 lb/gal 泥浆）。

地温梯度：水压带 0.56℃/30m（1°F/100ft）；增压带顶 2.78℃/30m（5°F/100ft）。

通过上述地温场与地压场制图，结合构造图分析，得出下列结论：

（1）增压带顶多分布在构造高点及同生断层下降盘的滚动背斜，且增压带顶若在构造高点还会具有热异常。

（2）四个深度基准面等温图表明构造高点与地温高点相关，弧形断裂带以北含盐凹陷边缘沿盐体刺穿处也有热异常，所以在生产构造高点及含盐凹陷边缘盐丘构造低处呈地温高异常。

（3）利用浅井资料进行地温场、地压场制图，可为该区未钻探的同生断层滚动背斜指明含油气远景。

类似的应用地温场与地压场，在澳大利亚、新西兰研究气田分布规律也见到明显效果。

但是，同样在美国也发现一些非构造圈闭大气田位于向斜及翼部，呈异常低压，如圣胡安、胡哥顿、莫罗、瓦腾伯格等，多因上覆地层遭剥蚀，孔隙体积扩大，导致地温、地压降低。

所以，在应用地温场与地压场研究各盆地油气藏形成分布规律时，必须结合该地区地质构造发育史进行具体分析，才会得出切合实际的科学结论。

二、原苏联田吉兹超级油田的“三场”研究

田吉兹油田是原苏联在第二次世界大战后，继发现西西伯利亚众多大油气田后，在滨里海盆地找到的又一个古生界海相生物礁深部超级油田，可采储量约为 25×10^{8}t，引起国际关注。这个油田是反映基底隆起的大型穹窿，面积 580km^2，下二叠统亚丁斯克组暗色泥岩夹泥灰岩及石灰岩为烃源层，在构造顶部厚约 10～80m，翼部及洼陷逾 1000m；孔谷尔组含盐岩系厚达 400～2500m，是良好盖层；储集层则为石炭系巨厚生物礁碳酸盐岩。可见生储盖及圈闭条件十分理想，为形成大油气田创造了极为有利的地质背景。全苏可燃矿产地质与开发研究所在此开展了以地应力（构造应力）为主，兼顾温度和压力的综合性实验模拟研究。这样将地应力场、地温场、地压场综合研究，在世界上尚属首例。归纳起来，他们进行了下列诸方面的基础研究。

(1) 在钻井和矿坑中，实际机械测定了不同深度下的地应力，发现垂向挤压应力和水平挤压应力均超过地静压力 1～5 倍或更多（图 6－7）。

(2) 地静压力（埋藏深度）对应力、应变的影响。由于地静压力受埋藏深度的制约，在不同埋深下地静压力差别很大，而构造应力对沉积岩变形的影响，又取决于上覆岩系静止负荷所造成的全方向压力值（即地静压力）。现以泥质烃源岩为例，在埋深 1100m 时，经受的地静压力为 25MPa，烃源岩承受的最大构造应力值不超过 100MPa，否则岩石会破裂，这时塑性变形约为 8%～10%。若埋深 4300m，经受的地静压力增达 100MPa，则构造应力最大值可达 210～220MPa，这时形变值会很高，达 25%～30%（图 6－8）。

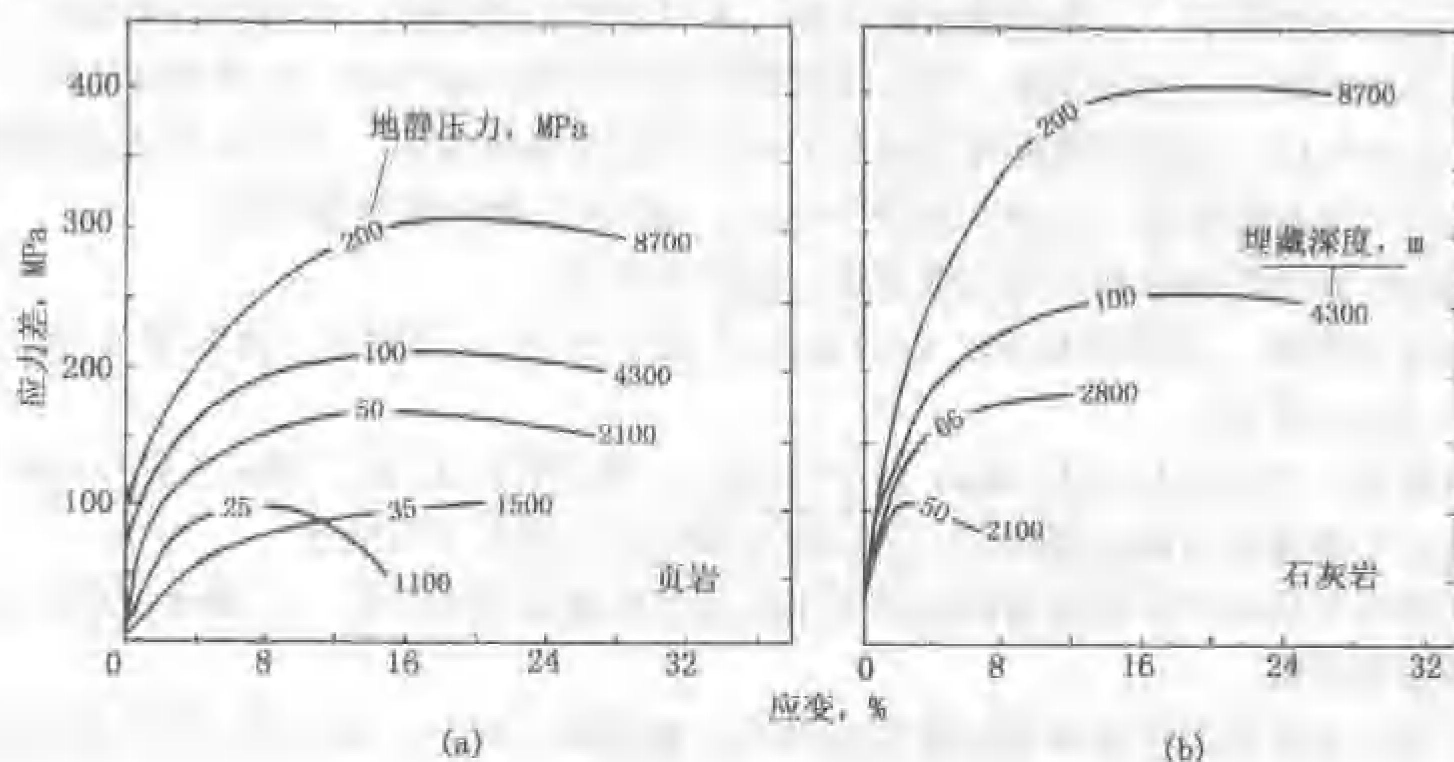


图 6－8 地静压力对岩石应力、应变的影响

(3) 岩石矿物基质成分及性质对应力、应变的影响。如图 6－8 所示，a、b 分别为页岩与碳酸盐岩的应力—应变曲线，二者矿物基质成分及性质不同，即使在相同的地静压力下，其应力、应变关系差异显著。例如当埋藏深度均为 4300m 时，经受的地静压力均为 100MPa。如上所述，对页岩而言，可塑性较强，构造应力最大值达 210～220MPa，形变值可高达 25%～30%；而对碳酸盐岩而言，脆性较大，在同样地静压力下，欲使形变值达到 25%，所需构造应力达 250MPa 以上。

(4) 地层温度对应力、应变的影响。随着埋藏深度增加，不仅地静压力增大，地层温度亦会升高。以泥晶生物灰岩为例，开展了两组模拟试验。一组地静压力为 50MPa 时，温度从 20℃ 升高到 100℃；另一组地静压力为 120MPa 时，温度从 20℃ 升高到 200℃。对同一类岩石样品，两组试验均表明，在同样埋藏深度下，地温若超过 100℃ 的高温，岩石塑性变形所需的构造应力值会降低，而形变值却可增加一倍或更多（图 6－9）。

(5) 烃源岩孔隙流体压力对应力、应变的影响。在地静压力为 70MPa、温度为 135℃ 的条件下，以孔隙流体压力不同的两组粉砂岩样品开展了应力—应变模拟试验，发现孔隙流体压力增加会使塑性变形所需应力值降低，形变值反而显著增大（图 6－10）。

(6) 烃源岩塑性变形阶段会出现解压实现象（体积增大），是微裂缝发育所致（图 6－11）。模拟试验是在室温条件下，地静压力为 66MPa 时进行的，在生物灰岩塑性变形过程中，出现两次解压实现象，体积变大，产生两期微裂缝，尤以第二期最为发育，这对改善储

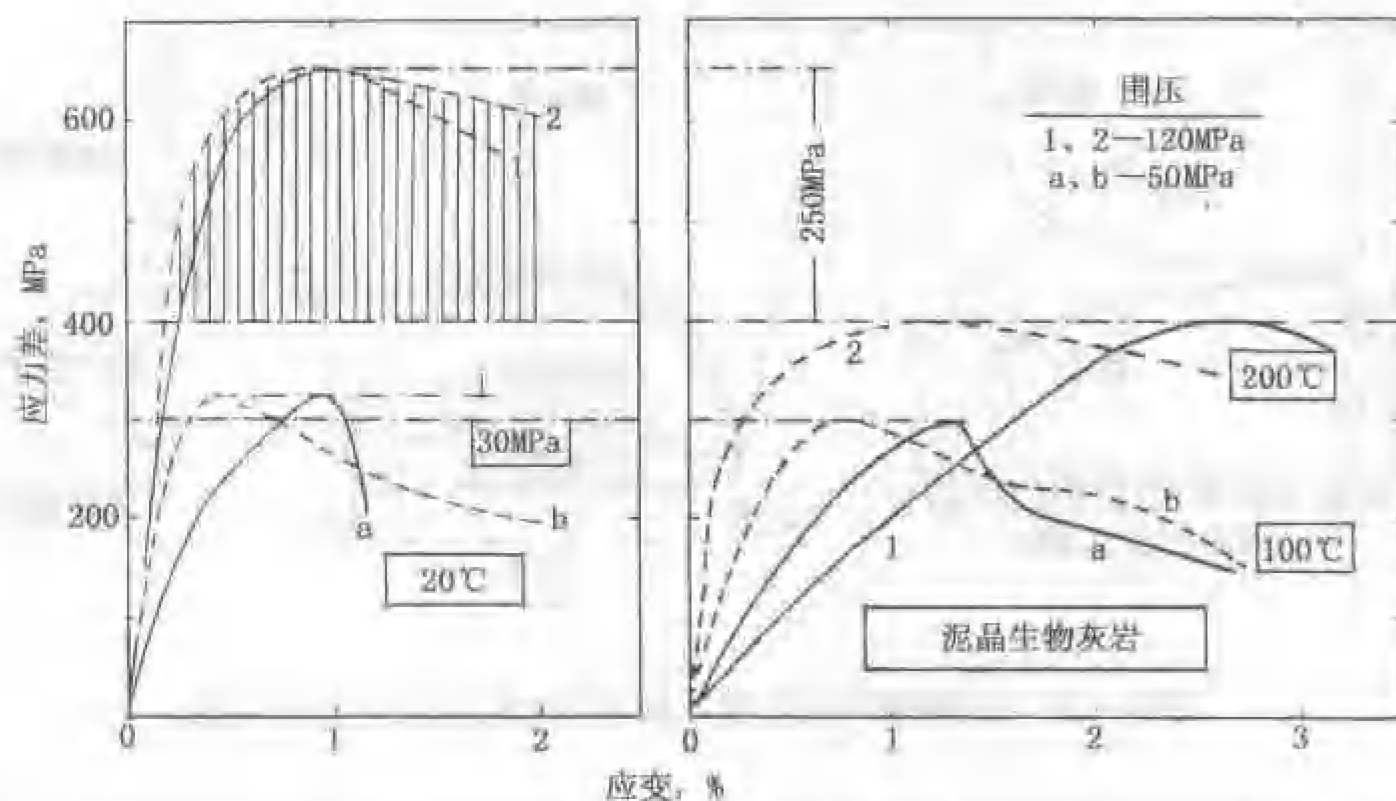


图 6－9　温度对应力、应变的影响

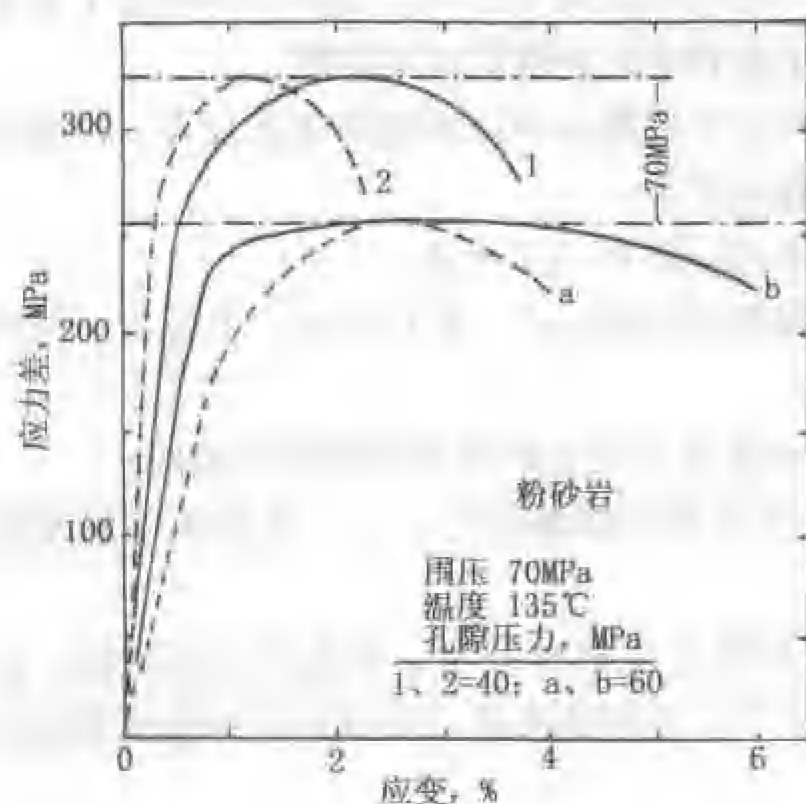


图 6－10　孔隙流体压力对应力、应变的影响

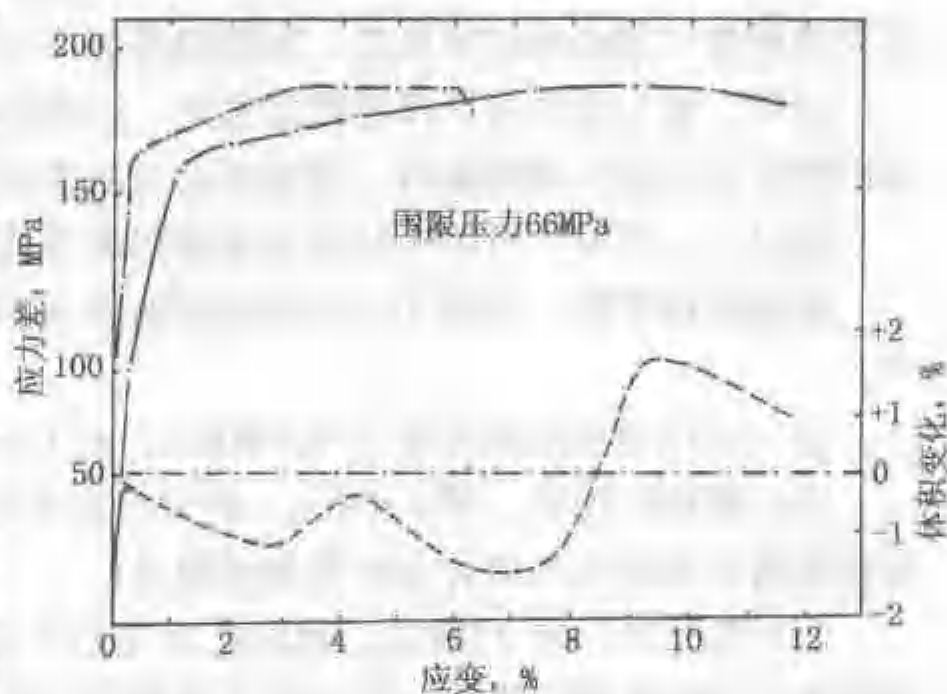


图 6－11　室温下生物灰岩塑性变形阶段的解压实现象

集条件具有重要意义。

（7）基底断块向上覆层系挤压的应力、应变特征。设基底断块表面是平的，所占面积在盆地发育过程中为常数不变，但其上覆沉积岩系厚度则会变化：长期沉降阶段增加，抬升剥蚀阶段减少。所以，在地质发展不同阶段，各方向的地应力值是不同的，并非在任何情况下都能保证上覆层系中形成各方向均一的构造应力和岩石变形作用。

图 6－12 表示在相对均一的岩系中，沿断块表面向上挤压应力、剪切应力和拉张应力的形成与分布，自下而上形成三个带：

1）不可逆挤压压实带；

2）塑性剪切带；

3）扩张带。

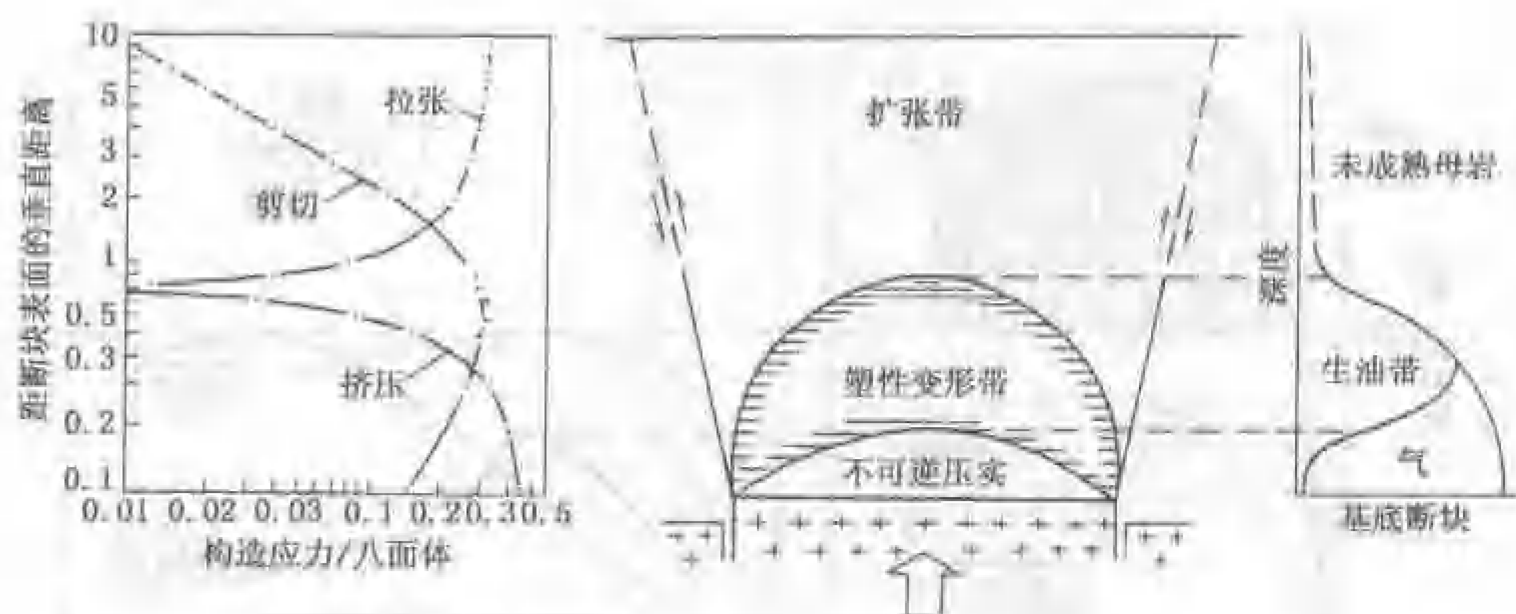


图 6－12　由基底断块向上覆沉积岩系挤压造成的变形作用带

这三个带均属内部变形作用带，其周围尚有外部带以保证侧向扩张作用和形成三个内部变形带。

在内带与外带之间为一环形临界带，剪切应力胜过向上挤压应力，造成一系列自下而上发育的断裂与基底断块面相交，断裂倾角取决于上覆岩系的坚硬程度和厚度。

如果上覆岩系中有巨厚塑性岩系时，这种环状分布的断裂可以减缓或停止发育，田吉兹油田拥有巨厚塑性碳酸盐岩、泥质岩及含盐岩系就是证明。

通过以上研究，可以总结田吉兹油田的形成模式如图 6－13 所示。

根据物探资料，埋深 13km 的基底断块顶部面积约 400km^2。其上可分三个应力—应变带：

（1）不可逆挤压压实带，厚 4 000m，由上元古界至中泥盆统海相碎屑岩系组成；

（2）塑性剪切带，厚 4 800m，由上泥盆统至中石炭统碳酸盐岩、下二叠统亚丁斯克组海相泥质岩和孔谷尔组含盐岩系底部组成；

（3）拉张带，厚 4 000m，包括孔谷尔组含盐岩系主要部分及中、新生界陆相地层。此带挤压应力的影响已消失，岩石处于地静压力作用下，下伏碳酸盐岩块体向上拱造成拉张应力十分活跃。

含盐岩系改变了原始产状，向上覆薄弱带挤压，在隆起顶部地应力最强处盐岩变薄，翼部最弱处变厚甚至形成盐丘。

上述塑性剪切变形带值得特别重视：烃源岩在力学化学作用下，有机质成熟大量生烃；储集层次生孔隙及微裂缝形成作用活跃，显著改善了储集条件。

在塑性变形带，亚丁斯克组泥质岩系经受强烈改造，形成碱、无机酸、有机酸、无机矿物化合物，以及包含烃类、胶质、沥青质等有机矿物化合物，后者可渗透到下伏碳酸盐岩生物礁块体中。

上述各种酸溶入地层水沿着沉积间断面发生强烈溶蚀、白云岩化、重结晶、硅化等后生作用，形成大量次生孔隙，在 3 900～4 600m，可见泥浆漏失现象；同时在塑性变形带解压实作用下产生大量微裂缝，增大了储集层的容积。

所以，塑性变形带恰与生油窗对应，又是储集空间发育期，有利于油气生成、储集并聚集成藏，才形成了这个储量达 25×10^{8}t 的超级油田。

沉积盖层中盐体刺穿和盐丘建造的地静压力拉裂带

页岩与碳酸盐岩塑性变形，解压实作用与孔隙体积增加，微裂缝，淋滤，溶蚀，白云岩化和硅化作用

差异补偿不可逆的岩石压实作用

图 6-13 田吉兹超级油田的形成模式

（据 Пешоха，1992）

应该指出，上述两个实例都只从不同角度涉及到“三场”研究的一部分，我国许多“九五”科技攻关项目已注意开展“三场”与油气藏形成分布关系的研究，这是石油地质综合研究的一个重要新领域，能有力促进油气勘探，定会结出丰硕成果。

第 5 节　异常压力流体封存箱

在世界许多含油气盆地的勘探开发过程中，经常发现超压或欠压等异常地层压力，美国石油地质学家 J.M.Hunt（1990）综合大量实例，正式发表重要论文阐述异常压力流体封存箱的概念，指出在全球 180 个沉积盆地都发现了异常压力流体封存箱，其中 160 个具有重要的地质意义[137]。

一、异常地层压力

前已述及，地层压力（p_f）是作用于地层孔隙空间流体（油、气、水）上的压力。正常地层压力可由地表至地下任意点地层水的静水压头（静水压力）来表示；而背离正常地层压力趋势线的地层压力，均为异常地层压力。超过静水压力的地层压力，属异常高地层压力（超压，Superpressures 或 Overpressures）；低于静水压力者，则为异常低地层压力（欠压，Subpressures 或 Underpressures）。Hunt 明确提出了鉴别异常地层压力的标准，即在自由状态

下，边界值为：

淡水：压力梯度 9.79kPa/m；

饱和盐水：压力梯度 11.90kPa/m。

大于该边界值为超压；小于该边界值为欠压。

自然界造成异常地层压力的原因很多，常为多种因素综合作用所致，详细分析可归纳出下列主要原因[57]：

（1）流体热增压作用：这是地层中产生超压的首要原因。随着地层埋藏深度加大，经受地温升高，导致有机质成熟生成大量石油和天然气，地层水也会出现水热增压现象，在烃源层及储集层中都会造成异常高地层压力，在含油气盆地中这是非常普遍的事实。

（2）剥蚀作用：在幼年期地貌区，剥蚀作用常常引起地形起伏甚大，而测压面的位置未变，于是测压面与地面的高低关系可能因地而异（图 6－14），造成 A、B 两个油藏分别出现压力过剩与压力不足的现象。



图 6－14　测压面与地面的不同关系造成地层压力过剩和不足

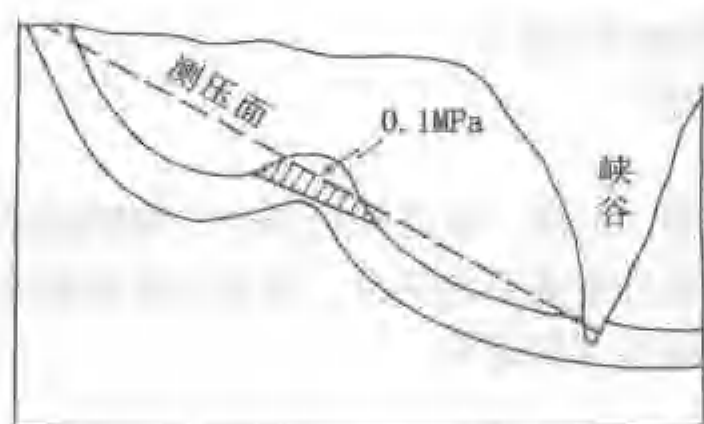


图 6－15　测压面横穿圈闭造成地层压力异常低

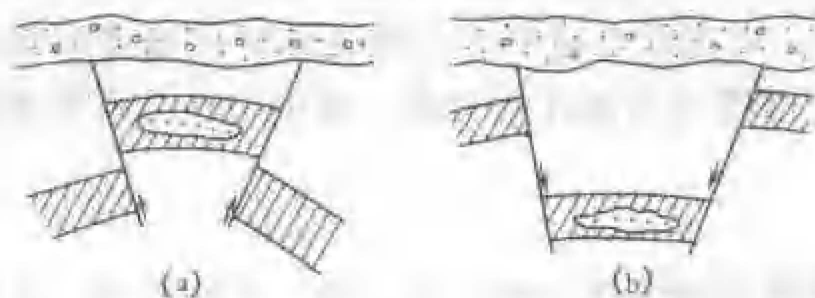


图 6－16　断裂与岩性封闭作用造成的压力异常

(a) 高压异常；(b) 低压异常

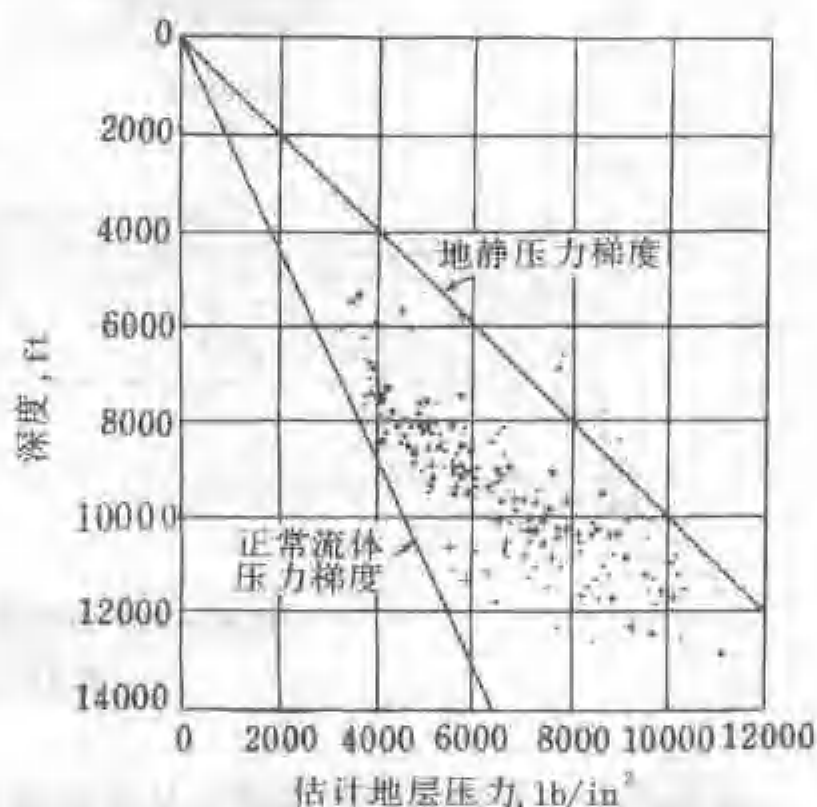


图 6－17　墨西哥湾盐丘油田区 100 多口油井的地层压力与深度的关系

•—弗里奥组；·—考克菲尔德组；+—阿那华克组；1ft＝0.304 8m；1lb＝0.453 6kg；1in＝0.025 4m

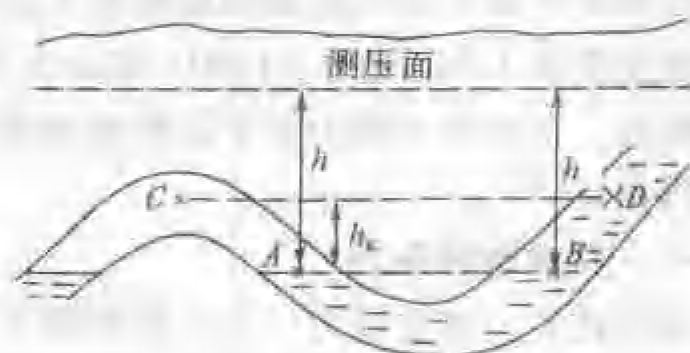


图 6－18　背斜气藏压力分析图

在一些高原地区，河流侵蚀形成深山峡谷，泄水区海拔很低，测压面横穿圈闭（图6-15），导致油藏内的地层压力非常低，只有0.1MPa，石油遂浮在水面上。

（3）断裂与岩性封闭作用：在厚层泥岩中所夹的砂岩透镜体油藏，原来埋藏较深，原始地层压力较大。后来，在块断升降运动作用下，油藏所在断块上升，深度变浅，但原始地层压力仍然保持下来，形成高压异常［图6-16（a）］；相反，如图6-16（b）所示，也可造成低压异常。这种现象在我国东部裂谷盆地断裂发育的地区是常可见到的。

（4）刺穿作用：在不均衡压力作用下，可塑性岩层发生侵入刺穿作用，可使上覆一些软的页岩和未固结砂层发生挤压与断裂变动，减少孔隙容积，流体压力增大，造成高压异常。在盐丘和泥火山发育区经常出现高压异常，就是这种原因，如美国墨西哥湾沿岸盐丘油田区（图6-17）及里海阿普歇伦半岛泥火山油田区都常常发现高压异常的油藏。

（5）浮力作用：气、油、水的密度差引起的浮力作用，也可使油气藏内出现过剩压力。如图6-18表示一个背斜气藏，下为边水所限，测压面处于水平状态。通过储集层内 A、B、C、D 四点的压力分析便可看出浮力作用造成的压力异常。

设气—水界面上的 A 点与水层中的 B 点海拔高度相同，两点的压力相等。而海拔高度相同的 C、D 两点，分别位于气藏内部和水层之中，由下式可知两点的压力不等，气藏内的 C 点具有过剩压力

$$\Delta p_g = p_C - p_D = \frac{h_g(\rho_w - \rho_g)}{10} \tag{6-10}$$

式中　h_g——C、D 点与气—水界面的海拔高差；

ρ_w、ρ_g——地层条件下水、气的密度。

可见，背斜气藏内任何一点的地层压力都大于其静水压力，这个过剩压力同该点至气水界面的距离及地层条件下的气、水密度差成正比。在气—水界面上的 A 点，$h_g=0$，则过剩压力为零，即地层压力等于静水压力；而在气藏顶点 h_g 最大，过剩压力也最大。换言之，背斜气藏内的过剩压力是从顶点向翼部逐渐减小的。

同理，在油藏内的过剩压力可以表示为

$$\Delta p_o = \frac{h_o(\rho_w - \rho_o)}{10} \tag{6-11}$$

式中　h_o——测压点至油—水界面的海拔高差；

ρ_o——地层条件下石油的密度。

在油气藏的气顶中任何一点的过剩压力为

$$\Delta p_{g-o} = \frac{h_o(\rho_w - \rho_o) + h_g(\rho_w - \rho_g)}{10} \tag{6-12}$$

式中　h_o——油气藏内含油部分的高度；

h_g——气顶中测压点至气—油界面的海拔高差。

不过，应该指出：由于气—水密度差大于油—水密度差，因而在同样条件下，气藏内的过剩压力常比油藏内的大。另一方面，由（6-10）式可知

$$p_C = p_D + \Delta p_g \quad (6-13)$$

即油气藏内任一点的地层压力等于其静水压力与过剩压力之和。一般来说，静水压力占主要地位，而过剩压力只起次要作用。所以，背斜油气藏内地层压力的变化规律仍然和静水压力的变化规律往往相符，即从背斜油气藏顶部向翼部地层压力逐渐增大。

（6）粘土矿物成岩演变：近20年来，对粘土矿物成岩演变过程的研究，已经取得许多重要成果。M.C.Powers于1976年提出了粘土矿物的压实演变模式，指出在蒙脱石向伊利石转化的过程中，有大量层间水从蒙脱石层中转移到颗粒之间成为粒间水。我国松辽盆地白垩系和东营凹陷第三系的系统研究都一致证明：蒙脱石向伊利石转化能够析出大量层间水，并使粘土岩体积缩小。这种变化对于形成异常高地层压力有着重要意义。

蒙脱石以含大量吸附水和层间水为特征，结晶水含量较少；伊利石中结晶水和吸附水含量近于相等；而泥岩中的绿泥石则以含结晶水为主，吸附水含量很少。随着粘土沉积物的埋藏深度加大，地下温度升高，粘土矿物的演变显示出阶段性。松辽盆地白垩系粘土矿物的纵向演变可分为三个阶段（表6-2）。

表6-2 松辽盆地白垩系粘土矿物的演变特征

阶 段	深度，m	温度，℃	粘土矿物的演变特征
Ⅰ	>1 200~1 300	80	出现蒙脱石—伊利石混合层
Ⅱ	>1 600~2 000	115~120	出现蒙脱石—绿泥石混合层
Ⅲ	>3 000	170~175	出现分散性绿泥石

在这个演变过程中，蒙脱石逐渐向伊利石和绿泥石转化，粘土矿物的吸附水含量及吸附水/结晶水的含量比值都会不断减少（表6-3），析出大量吸附水。东营凹陷从孔隙度、电子显微镜、X-射线衍射、差热、红外光谱等方面分析，都表明深度在2 100~2 700m时，为第三系粘土岩的压实突变阶段，孔隙度从16%骤减至5%，蒙脱石向伊利石大量转化，释放更多的层间水，引起粘土岩体积剧变。所以，在封闭的地质环境里，随着粘土岩埋藏深度的增加，地下温度逐步升高，当温度达到80℃时，蒙脱石向蒙脱石-伊利石混合层转化，释放大量吸附水，导致形成异常高的地层压力。

表6-3 粘土矿物脱水特征的纵向变化

粘土矿物演变阶段 / 含量 / 类别	分散性蒙脱石	蒙脱石—伊利石混合层	蒙脱石—绿泥石混合层	分散性绿泥石
吸附水含量，%	>10	10~5	5~3	<3
吸附水/结晶水	>2.0	2.0~1.5	1.5~1.0	<1.0

总之，在自然界里，造成油气藏内地层压力异常的原因很多，这里无法一一列举。必须根据各地区的地质条件进行具体分析，才可能作出正确的判断，以便指导油气田勘探及开采工作。

二、异常压力流体封存箱的基本概念及类型

现代沉降盆地常具有两个或多个水文地质系统，呈现双或多水力系统的层状排列（图 6－19）。图中上部为正常压力系统，下部为异常压力系统，其间被封闭层所分隔：水平封闭层划分出主箱，垂直封闭层将主箱进一步划分为次箱。因此，可以将沉积盆地内由封闭层分割的异常压力系统，称为异常压力流体封存箱，箱内生、储、盖条件俱全，常由主箱与次箱组成。

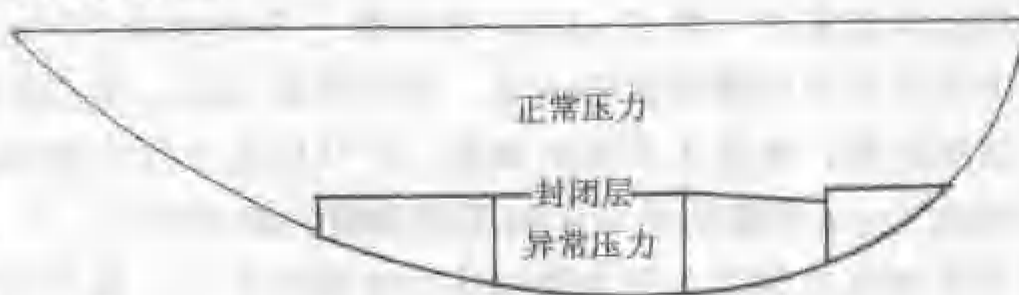
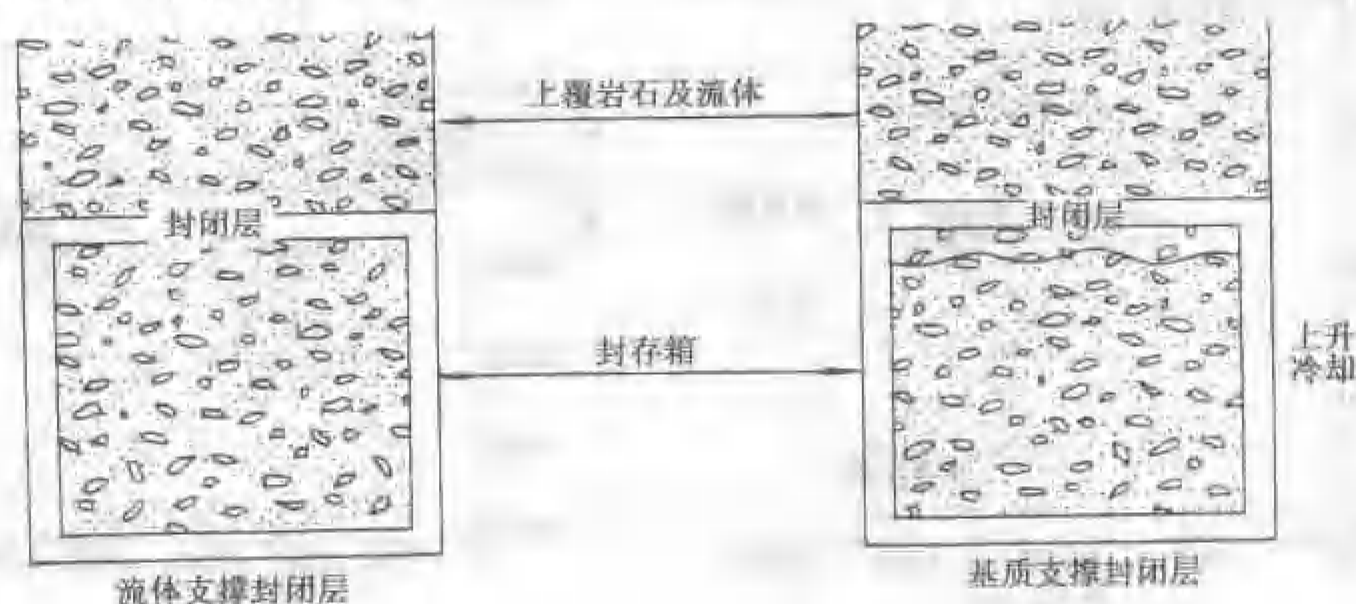


图 6－19　现代沉降盆地双水力系统层状排列图

实例：尼日尔、马哈卡姆、墨西哥湾沿岸、加拿大北极区、下马格达勒纳等三角洲盆地

异常压力流体封存箱有两种类型：一为超压封存箱，孔隙流体支撑盖层及上覆岩石—流体的重力；另一为欠压封存箱，岩石基质支撑盖层及上覆岩石—流体的重力。图 6－20 表达了两类封存箱的压力—深度关系[137]。



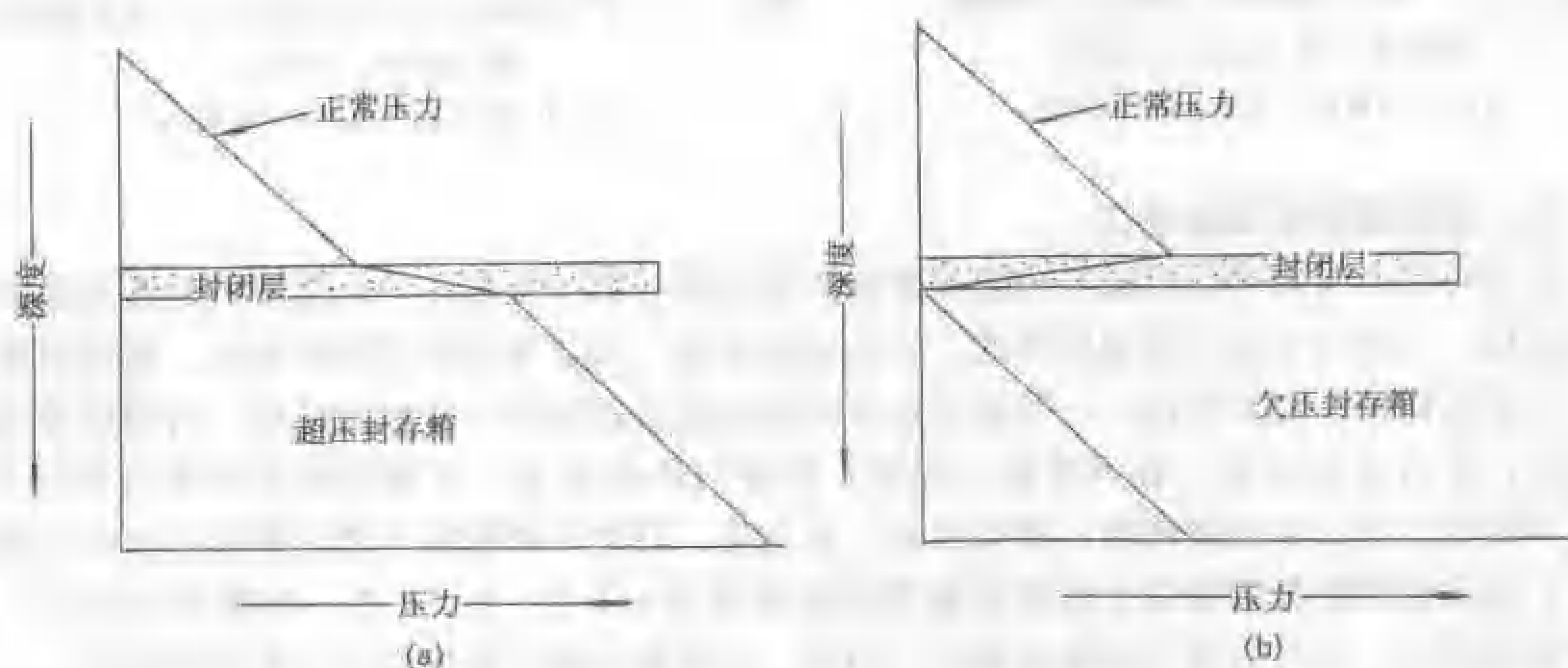


图 6－20　超压与欠压两类封存箱的模式

（据 Hunt，1990，修改）

(a) 超压封存箱；(b) 欠压封存箱

位于美国俄克拉何马州与得克萨斯州交界处的阿马里洛隆起上的 Keyes 气田为一欠压封存箱的典型实例（图 6－21），由于曾上升剥蚀掉 1500m 上覆地层，欠压 1300psi，上覆负荷全由含气砂岩的基质骨架支撑。该气田有 Blaine 硬石膏和威灵顿岩盐两个封闭层，构成两个欠压封存箱，都是正常压力梯度，产气层在下封存箱内。而位于罗马尼亚特兰西瓦尼亚盆地中部的 Ernie 穹窿则是一个超压封存箱的典型实例，有一个封闭层，其上的中新统 Buglovian 组为正常压力梯度，符合静水压力的深度变化；其下的中新统 Tortonian 组则为超压封存箱（图 6－22）。

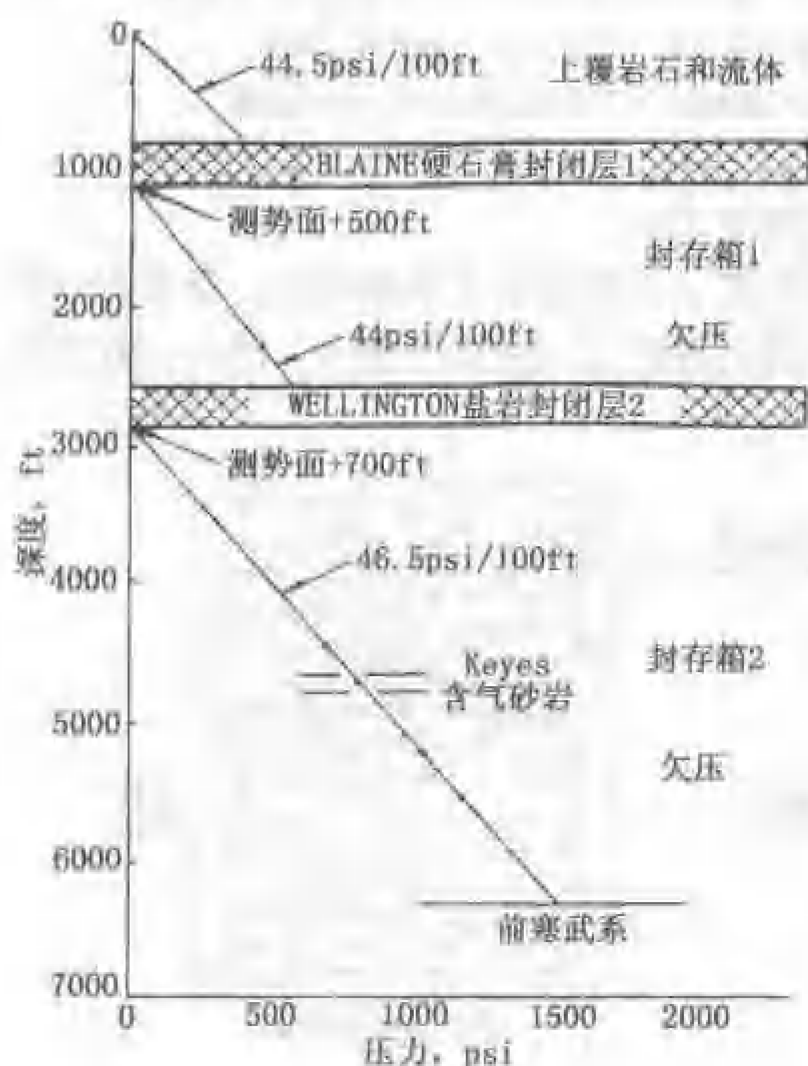


图 6－21　美国 Keyes 气田的压力—深度梯度图（据 Powley，1980）
1ft＝0.3048m；1psi＝6.8948kPa

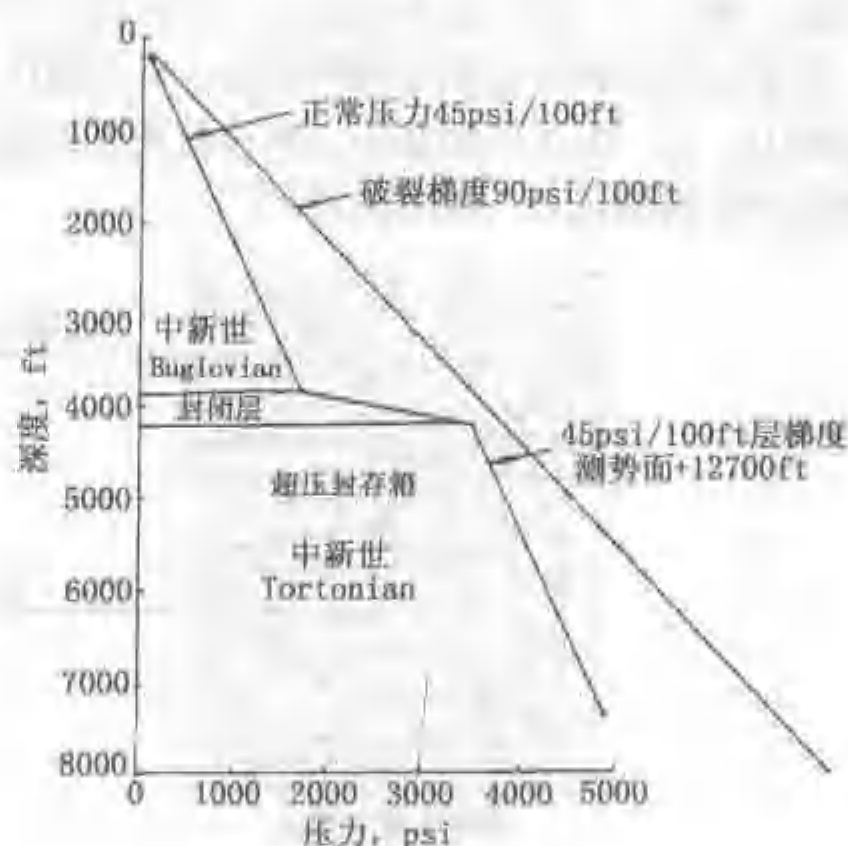


图 6－22　罗马尼亚 Ernie 穹窿的压力—深度梯度图（据 Powley，1980）
1ft＝0.3048m；1psi＝6.8948kPa

三、封闭层的成因及特征

由上可知，封闭层是形成与分隔异常压力流体封存箱的关键。封闭层并不是常说的油气藏的盖层，它常与穿越不同地层界面、岩性岩相界面、构造界面的同温层有关。在该温度条件下，矿化作用、充填作用……等成岩后生作用造成渗透率近于零的封闭层。封闭层若为碳酸盐岩，多由硅化所致；若为页岩（泥岩）则常与钙化有关。在镜质组反射率达到 0.9％时，干酪根已进入生油高峰期，释放大量二氧化碳，有助于碳酸盐大量溶解形成次生孔隙发育带；当这种碳酸盐溶液向上运移至镜质组反射率为 0.4％－0.5％处，碳酸盐再沉淀，形成顶部封闭层，这时恰为生油窗开始处。因此，石油常生成于封闭层之下的封存箱内。

在正在沉降、平均地温梯度的沉积盆地内，封闭层一般分布在 3 048m（10 000ft）深处，例如：北海埃科菲斯克油田区 3 293m（10 800ft）；印度尼西亚马哈卡姆三角洲 Handil 油田在 3 000m（9 840ft）、Badak 油田 3 293m（10 800ft）；美国得克萨斯 3 350m（11 000ft）；意大利波河盆地西南部 3 800m（12 470ft）；美国库克湾盆地封闭层较厚，顶深 3 230m

(10 600ft)；中国东濮凹陷主封闭层 2 500～3 000m。

假若封闭层较厚，为一层组，可由非渗透层与渗透层互层组成。例如库克湾盆地封闭层厚约 1 000m（3 280ft），如图 6－23（b）所示，它穿越了侏罗系、白垩系及第三系等层系界面，由渗透层与非渗透层互层组成，封闭层顶深 3 230m（10 600ft）。封闭层之上是陆相为主的第三系碎屑岩，属正常压力系统；封闭层之下为超压封存箱，包含第三系、白垩系、侏罗系及更老层系。盆地西侧的四口井均钻遇超压封存箱，而东侧的一口井最深处仍为正常压力，表明其西有一垂直封闭层断层，此井恰位于封存箱之外（图 6－23*AB* 剖面）。烃源岩属中侏罗统，深逾 4 572m（15 000ft）；石油产自直接覆盖封闭层的储集层（图 6－23（c））压力—深度梯度图），深部的湿气产层却在封闭层内。



图 6－23 美国阿拉斯加库克湾盆地超压封存箱

（据 Hunt，1990 修改）

（a）库克湾盆地平面位置图；（b）*AB* 剖面图；（c）库克湾油田压力—深度梯度图；

1ft＝0.304 8m；1psi＝6.894 8kPa

在美国加利福尼亚州还发现一个厚封闭层内砂岩产气的实例。北萨克拉门托山谷 Wil-

lows-Beehive Bend 气田的封闭层由薄矿化层夹块状砂岩组成，厚约 300m（1 000ft），其中有一层厚 18m（60ft）的未矿化砂岩，自 1938 年 1 月产气以来，已产气几十年，气源来自封闭层之下的 Forbes 页岩（图 6－24）。

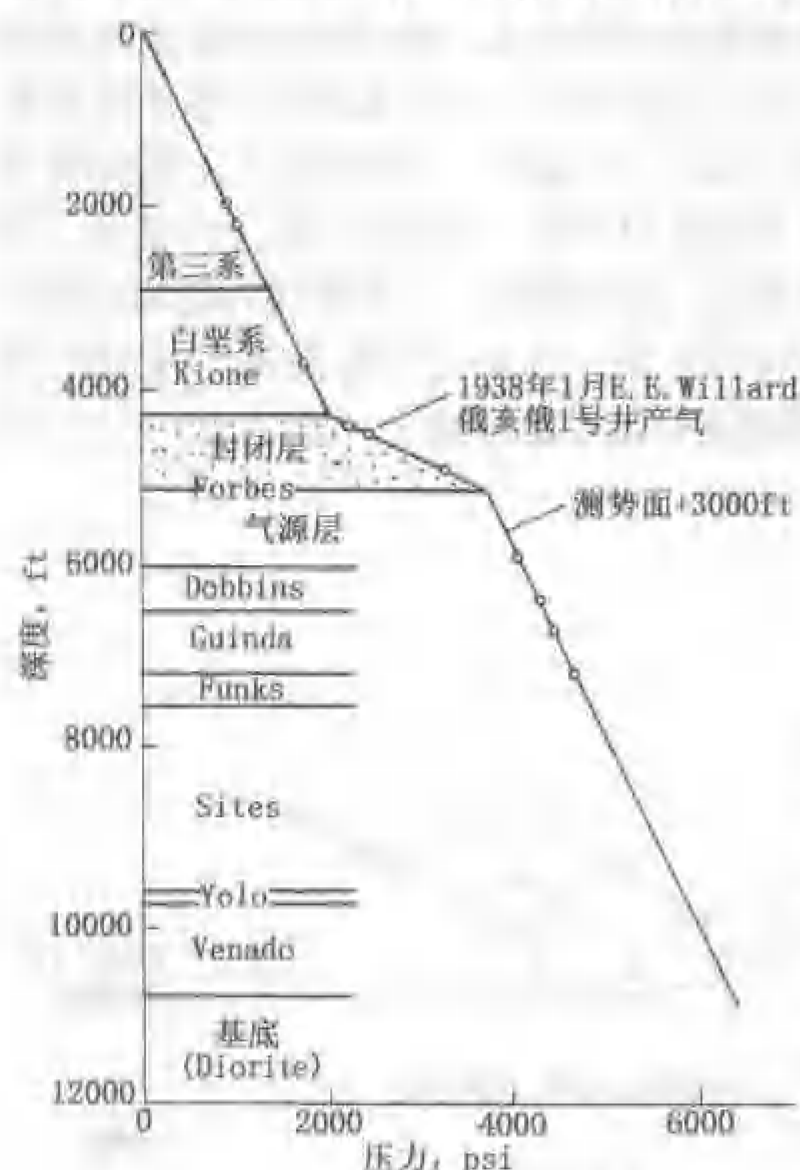


图 6－24　美国加利福尼亚 Willows－Beehive Bend 气田的压力—深度梯度图
（据 Powley，1980）
1ft＝0.304 8m；1psi＝6.894 8kPa

断层带也可构成封闭层，将主箱分割成次级封存箱。美国墨西哥湾沿岸区第三系每隔几公里就有一个断层封割的小封存箱，各自成为单独的压力系统；欧洲北海盆地中央维京地堑东、西两侧有一系列狭窄断块，均有垂直封闭层，每个断块具有独立的压力系统，自成一个小流体封存箱；在中国渤海湾盆地也会存在许多这类封存箱。

埃科菲斯克大油田位于北海中央地堑挪威海域，由图 6－25 看出该区存在上、下两个流体封存箱，其水平封闭层的深度分别在 1 830m（6 000ft）和 3 300m（10 800ft），下封闭层明显穿越了不同时代的层系界面及不同构造界面；上侏罗统 Kimmeridgian 页岩为烃源岩，多数石油聚集在下封闭层正上方的上封存箱下部的白垩层中（图 6－25 压力—深度梯度图），最终储量达 57 $\times 10^8$t。邻近的埃尔德菲斯克、托尔等油气田也是如此，系由下封存箱内烃源层有机质成熟生烃后热膨胀突破下封闭层垂向运移聚集于上封存箱下部白垩层之故。Hunt 很重视埃科菲斯克等大油田和库克湾油田石油大量聚集部位与封存箱封闭层之间的关系。

此外，在箱内、箱缘，只要具备圈闭条件同样可以成藏。

四、结论

（1）世界上许多沉积盆地具有两个或多个水文地质系统。浅者属正常静水压力系统，在正在沉降、平均地温梯度的盆地可深达 3 048m（10 000ft）；深者属被封存的异常流体压力系统，多超压，若曾上升剥蚀，也可欠压。

（2）超压流体封存箱顶部地温多在 90～100℃（194～212°F），低于干酪根生油高峰期，所以多数油气应生成于箱内。

（3）封闭层常与穿越地层界面、岩性岩相界面、构造界面的同温层有关，在封闭层内渗透率可近于零（矿化、充填……），若封闭层较厚也可夹有渗透带。

（4）封闭层有些位于烃源岩与油气储集层之间，表明约几千年一次的间歇式封闭层破裂可以伴随箱内油气垂向运移，多数油气趋向于聚集在紧邻封闭层之上的储集层中；若封闭层具有互层式渗透层，也可聚集于封闭层内的储集层中。箱内、箱缘只要具备圈闭条件也可能成藏。

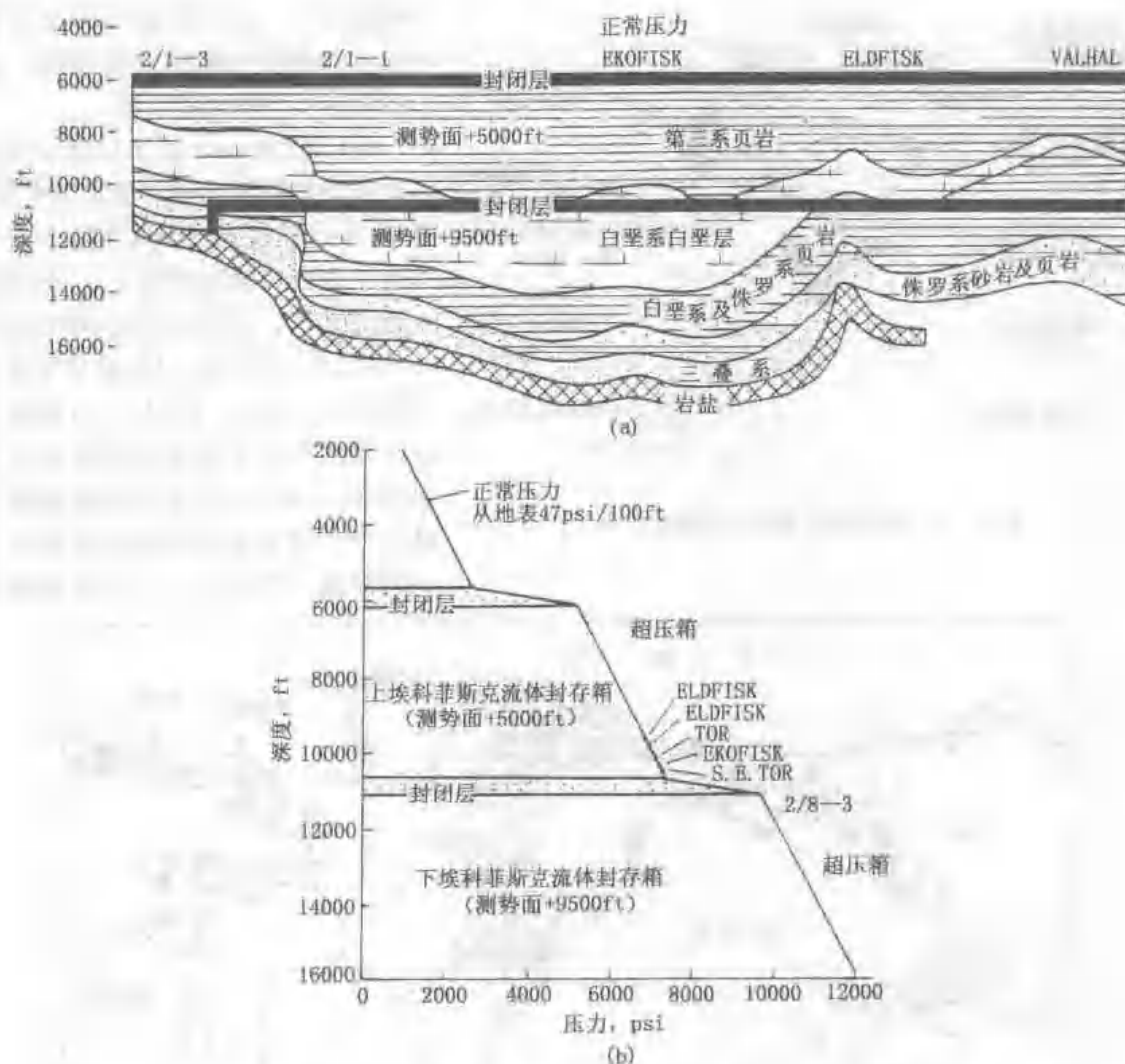


图 6－25 北海埃科菲斯克大油田区的流体封存箱

（据 Hunt，1990）

(a) 上、下流体封存箱剖面图；(b) 埃科菲斯克等油田压力—深度梯度图；

1ft = 0.304 8m；1psi = 6.894 8kPa

第 6 节 固态气体水合物

固态气体水合物是一个崭新的潜在能源资源领域，在地壳上分布很广，预计到 21 世纪将会成为烃类勘探、开发和利用的重要能源物质。

一、基本概念

固态气体水合物（Solid Gas Hydrate）系指在特定的压力与温度条件下，甲烷气体分子天然地被封闭在水分子的扩大晶格中，呈固态的结晶化合物，亦称冰冻甲烷或水化甲烷。有时乙烷、丙烷、异丁烷、二氧化碳及硫化氢也可与甲烷一起形成固态混合气体水合物。这些气体可以是来自洋底沉积物之下深度不大的生物成因气，也可以是沿海底断裂来自深处的非

生物成因气。这类固态气体水合物可以成为深部气藏的良好盖层，也可以形成气体水合物气田。

本世纪60年代首先在原苏联西西伯利亚北极气田中发现冰冻甲烷，至70年代在该区发现储量巨大的气体水合物气田梅索雅卡后，才引起人们的重视，其天然气总储量约为$4\times10^{13}m^3$，其中有54%是呈气体水合物产出（Katz，1971）。后来在北极许多油气田中都见到过固态气体水合物；1980年初美国深海钻探的钻井船，甚至发现在墨西哥和中美洲附近的太平洋中，广泛分布着冰



图6－26　西半球气体水合物远景分布区

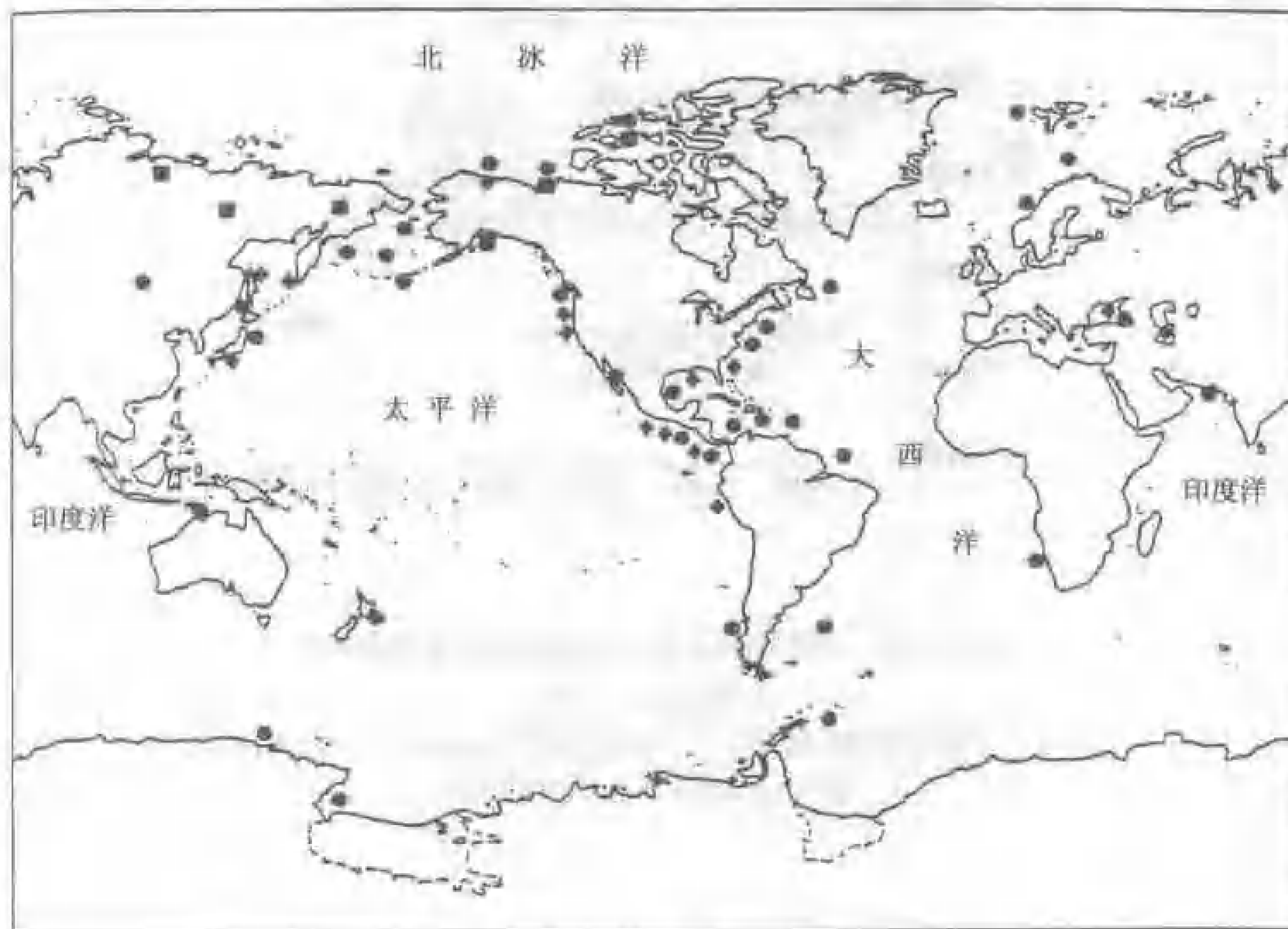


图6－27　气体水合物矿床的全球分布略图

（据Kvenvolden等，修改）

■　大陆（永久冻土层）预测矿床；

●　海洋（水生）沉积物预测矿床；

◆　已发现的矿床

冻甲烷地层，并取得许多岩心。经过多年勘探，迄今发现西半球北美洲周缘许多海域都蕴藏着气体水合物资源（图6－26）：从北阿拉斯加、白令海、加利福尼亚近海、中美洲海沟、巴拿马盆地、哥伦比亚盆地、墨西哥湾、布莱克—巴哈马海岭、巴尔的摩峡谷，至东加拿大

近海估算的气体水合物远景资源量可逾（760～2 915）$\times 10^{12}ft^3$。图 6－27 表明了已知和预测气体水合物矿床的全球分布概况，估计我国至少在东南沿海也会蕴藏着丰富的气体水合物资源。

二、理化性质

正是由于气体水合物在地壳上分布较广，将会成为下个世纪的重要潜在能源资源，人们开始重视研究其物理、化学性质及成因。

固态气体水合物属包体化合物的一种特殊范畴，由天然的两种分子合成：客体（一种成分）被包围在主体（另一种成分）内，二者之间没有化学键相联接。根据晶格空腔的大小，可将气体水合物的冰状笼形结晶形式区分为两类单位晶格结构（图 6－28）。

结构 I 水合物：每个单位晶格含 46 个水分子，能容纳直径小于 5.8×10^{-10}m 的客体分子 8 个，理想化学分子式为 X.5.75H_2O，X 为客体分子，CH_4、H_2S、C_2H_6、CO_2、N_2 等气体适合于这类结构。结构 I 水合物的结晶形式如图 6－29 所示：单位晶格的空腔有大小之分，结构 I 水合物在大腔内呈 14 面体（12 个五边形、2 个六边形晶面），在小腔内呈全由五边形晶面组成的 12 面体。

气体分子的长度 10^{-10}m	分子比 CH_4/H_2O
4	
CH_4；H_2S	8/46 ($CH_4\cdot5.75H_2O$)
CO_2	
5	
C_2H_6	6/46 ($C_2H_6\cdot7.66H_2O$)
6	
C_3H_8；i-C_4H_{10}	8/136 ($C_3H_8\cdot17H_2O$)
7	

图 6－28　气体水合物中的气体分子和气/水分子比率关系图（据 J.M.Hunt，1979）

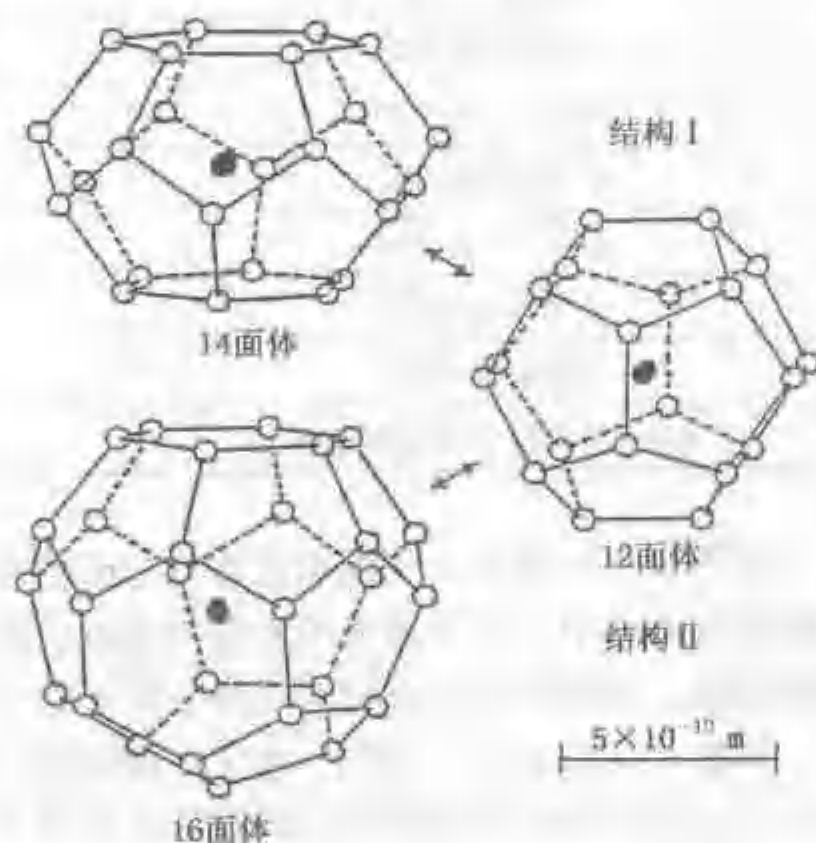


图 6－29　结构 I 和结构 II 气体水合物的多面体晶形

○ 氧原子；— 氧原子间的氢键

结构 II 水合物：每个单位晶格含 136 个水分子，能容纳直径不超过 6.7×10^{-10}m 的客体分子 8 个，理想化学分子式为 X·17H_2O，C_3H_8 和 i·C_4H_{10}适合于这类结构。由图 6－29 看出，结构 II 水合物的结晶形式，在大腔内呈 16 面体（12 个五边形、4 个六边形晶面），在小腔内亦呈 12 面体。

上述两类结构水合物的特性参数见表 6－4。

n·C_4H_{10}和 C_5H_{12}等因分子直径太大，不能形成气体水合物。

三、形成与分布

气体水合物的形成同压力、温度有密切关系。图 6－30 表示甲烷和相对密度为 0.6 的混合天然气的压力—温度图解，水合物由于压力加大而形成、温度升高而分解。若比较甲烷水

合物与混有 CH_4、C_2H_6、C_3H_8、$i\text{-}C_4H_{10}$、CO_2、H_2S 等相对密度为 0.6 的混合气水合物时，在 4.4℃时，形成甲烷水合物需压力 4.1MPa（600psi）、相对密度为 0.6 的混合气水合物只需 1.7MPa（250psi）。在标准温度压力下，每立方米水合物约含甲烷 60～172m³，比游离态能储集更多气体。所以，固态气体水合物是一种含气丰度极大的天然气资源。

表 6－4　两类结构气体水合物的特性

特　性	结构 I	结构 II
单位晶格大小，$\times10^{-10}$m	12.03	17.31
12 面体数量（小腔）	2	16
14 面体数量（大腔）	6	－
16 面体数量（大腔）	－	8
单位晶格的水分子数	46	136
配位数，小腔	20	20
配位数，大腔	24	28
单位晶格的小腔	2	16
直径，$\times10^{-10}$m	7.88	7.82
单位晶格的大腔	6	8
直径，$\times10^{-10}$m	8.60	9.46
小腔数/水分子	1/23	2/17
大腔数/水分子	3/23	1/17
最佳气体直径/空腔直径比率	0.44	0.44

如图 6－30 所示，气体水合物的形成要求压力随温度线性升高而呈对数增加，因而在大多数沉积盆地中，压力增加的幅度都远远无法满足这个要求，水合物在 21°～27℃ 的温度下都将分解，因而形成水合物的深度下限约在1 524m，随各地地温梯度的不同而有所变化。

卡兹（D.L.Katz，1971）提出一幅温度—深度曲线来预测气体水合物出现的深度（图 6－31）。图中表示甲烷和相对密度为 0.6 混合气的水合物曲线，假设每英尺深度增加静压 0.435 磅/英寸²；图上画了辛普森角、普鲁德霍湾及梅索雅卡气田的温度资料。阴影部分代表气体水合物形成的深度及厚度：在辛普森角地温梯度大，形成的气体水合物带甚薄，甲烷水合物厚仅 100m 左右，相对密度 0.6 混合气水合物厚 579m；普鲁德霍湾甲烷水合物深度在 213～1 067m，相对密度 0.6 混合气可延至 1 219m；梅索雅卡气田实测水合物深度范围在 305～870m，比计算深度略浅。

H.D.Hedberg（1979）设计了一幅叠加的海洋地质剖面来表达甲烷水合物的形成条件（图 6－32）：底图为纵坐标表示深度的海洋地质剖面，水深 1 000m，从 1 000～3 000m 深处为富含甲烷的沉积层，厚 2 000m；另一幅是由纵坐标深度代表压力、横坐标为温度构成的压力—温度关系图，图上一条曲线代表地温梯度，另一条为甲烷水合物的理论压力—温度关系曲线。将两幅图叠加在一起即可看出：两条曲线交点的深度约为 1 800m，其上的卵状层段即为甲烷水合物形成带，厚约 700m；由此往更深处，由于地温升高使冰融化而不能形成水合物，仅为沉积层孔隙中含水和甲烷。上述甲烷水合物带具有良好的封闭性能，可以充当下伏油气藏的致密盖层。

气体水合物的上述形成机理控制了其分布特征，在地温低而水深大的高压低温水体中，才有利于形成气体水合物，所以它们多分布在极地、永久冻土带及大洋海底。北极地区永久冻土带一般厚 250～600m，最厚可达 1 000m。据原苏联学者估计，西西伯利亚气体水合物中的天然气储量可达 $15\times10^{12}m^3$；南极洲是一个冰盖极厚的新领域，厚达 2 000～5 000m，其下可形成 1 000～2 000m气体水合物，可能拥有巨大的天然气资源，尚待证实；在洋底沉积物中气体水合物的分布仍受温度—压力制约，北冰洋在水深超过 335m、亚热带水深逾 610m 的洋底沉积物中都发现了气体水合物。海洋水体的高压作用也有助于形成气体水合物：若表层水温接近 0℃，在水深 3 000m 的深海区，甲烷水合物带可厚达 1 000m 左右；而在表层水温为 4℃ 的水深 1 000m 陆坡，甲烷水合物带尚可厚达 400m 左右。

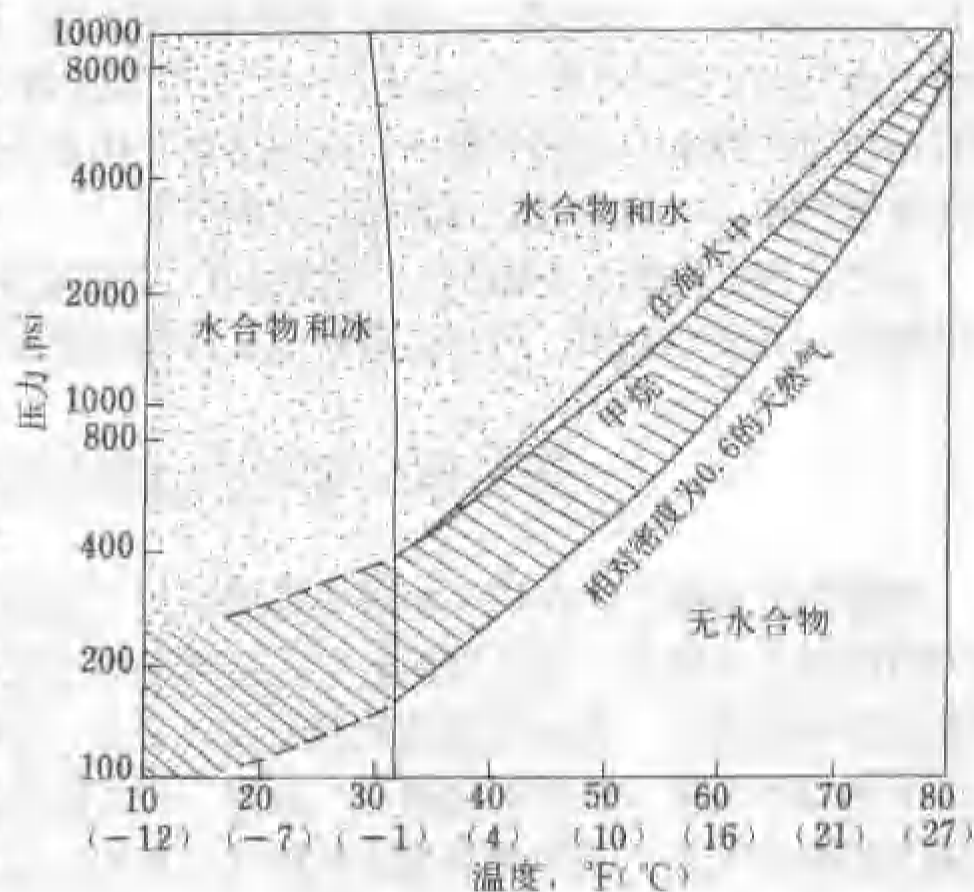


图 6－30 气体水合物的压力－温度图解
（据 D.L.Katz 等，1959）
1psi＝6.894 8kPa

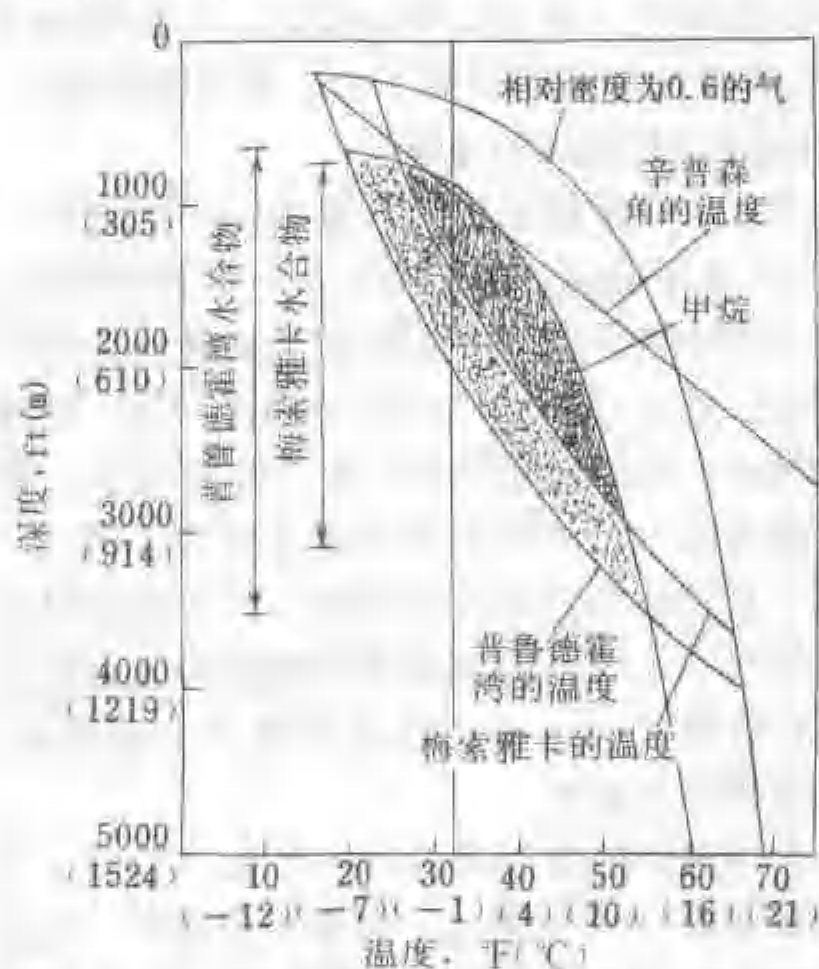


图 6－31 预测气体水合物深度和厚度的深度—温度曲线
（据 Katz，1971）

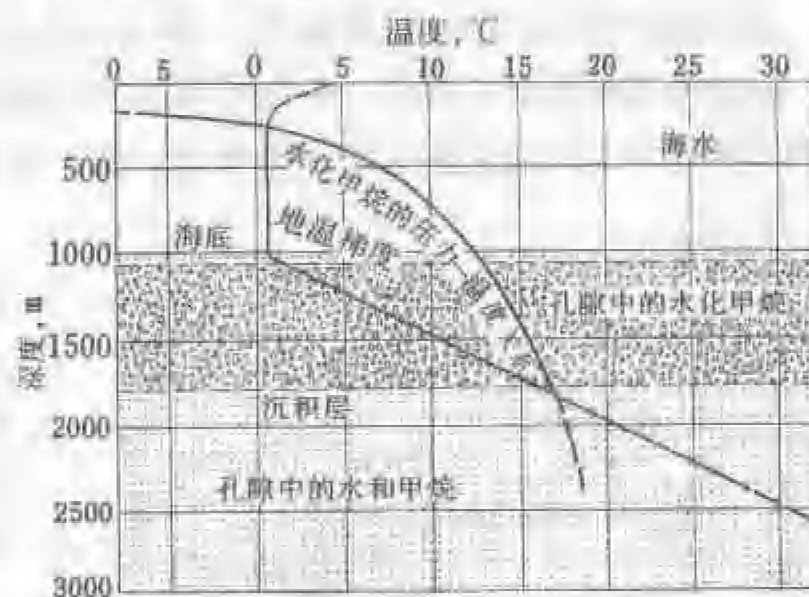


图 6－32 沉积层内甲烷水合物的形成带
（据 Hedberg，1979）

气体水合物的勘探、研究程度都很低，但是可以通过地震勘探、录井及测井过程来识别它们。天然气水合物在地震反射剖面上易呈现平行洋底、斜交地层层理的连续等深面，地震传播速度由 1.85km/s 剧增至 2.69km/s（据 R.D.Stoll 等，1971）。如果水合物层之下为游离气气藏，则地震传播速度由近 3km/s 骤减

至0.5－0.2km/s，形成亮点。著名的深海钻探计划（DSDP）钻遇气体水合物时，发现钻时剧增，由不到1s/m增至5～6s/m；在中美洲附近的太平洋底还取得了甲烷水合物岩心。英国石油公司在加拿大北部麦肯齐三角洲钻遇气体水合物时，发现泥浆气读数显著增大、声波测井速度增加、双感应横向测井显示高电阻率。

总之，固态气体水合物是一个潜在的巨大能源新领域，不但本身含丰富的天然气资源，可供勘探、开发与利用，而且还可充当良好盖层保护下伏油气藏。

第7节　凝析气藏的形成与分布[57]

物理学告诉我们：在任一物系内等温加压引起凝结，减压导致蒸发。这只在一定温度、压力范围内是正确的，逾此范围会出现逆蒸发和逆凝结现象，即物系的等温减压引起凝结，等温加压导致蒸发。在油气藏勘探及开采实践中，常常碰见这种现象：在地下深处高温高压条件下的烃类气体，经采到地面后，温度、压力降低，反而凝结为液态，成为凝析油，这种气藏就是凝析气藏。我国黄骅拗陷板桥气田和四川盆地黄瓜山气田所产出的白色及浅黄色轻质凝析汽油都是典型的例子，近几年来还在塔里木盆地发现了塔西南柯克亚上第三系凝析气藏、塔北牙哈第三系至白垩系凝析气藏、英买力7号下第三系凝析气藏，以及塔中隆起奥陶系和石炭系凝析气藏等等众多不同时代的凝析气藏[75]。近十几年来，在世界各国的许多产油气区域内，发现在深逾3 000～4 000m或更深的圈闭中，多产凝析气及天然气，缺乏液态石油。因此，凝析气藏的形成及分布问题是一个值得研究的新课题。

一、临界温度与临界压力

液体能维持液相的最高温度，称为该物质的临界温度。高于临界温度时，不论压力多大，它也不能凝结为液体。在临界温度时该物质气体液化所需的最低压力，称为临界压力。这两个概念可以通过分析任一物系的 pVT 关系曲线得到较深刻的理解。

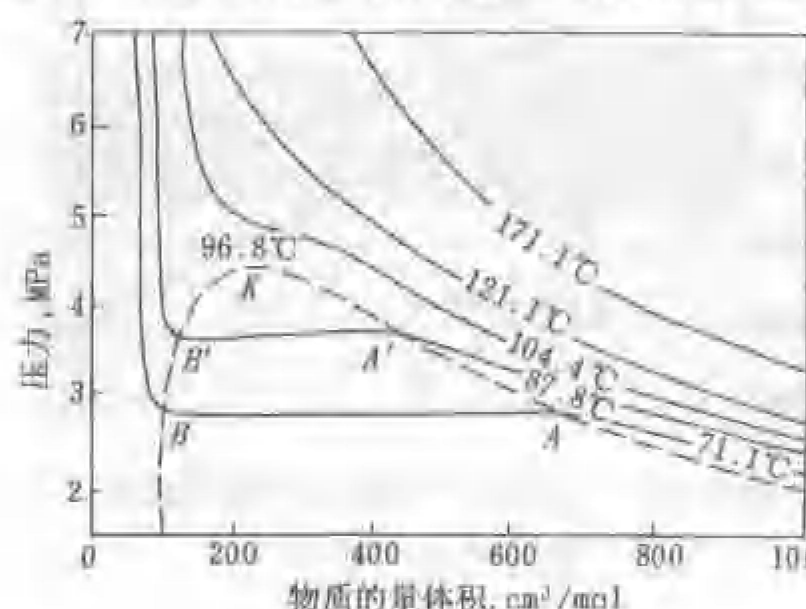


图6－33　丙烷的 pVT 关系曲线

图6－33是根据实验求得的关于丙烷的一些 pVT 关系曲线。由71.1℃ $p-V$ 曲线看出：当压力由小增大时，丙烷体积起初随压力加大而缩小；过 A 点（压力为2.8MPa）后，体积继续缩小，但压力却保持不变；过 B 点后，即使加极大压力，体积也没有多大改变。87.8℃的 $p-V$ 曲线与此条性质相同，所不同的只是水平线段 $A'B'$ 随温度升高而渐渐缩短。最后在96.8℃时缩成一点 K，在此温度以上的曲线，水平线段完全消失。

上述现象的物理意义是：在71.1℃时，丙烷被压缩到 A 开始液化；随着压力增加，气体渐减少，液体逐渐增多，因液体的物质的量体积远小于气体，故体积逐渐减少；达到 B 点时，气体已经全部液化，此时由于液体的压缩性甚小，所以加极大的压力，体积也没有多大变化。从 A 点到 B 点压力并没有改变，这表明液体在一定温度下，有一定的饱和蒸气压。A 到 B 的过程中液相与气相共存。温度升高，液体的饱和蒸气压也增大。

K 点为一分界点，K 点以上的 $p-V$ 曲线不出现气—液共存的情况。说明在这个温度

以上，气体在任何压力下都不能液化。因此，将 K 点称为临界点，该点的温度、压力即为临界温度和临界压力。

任何物系处于临界状态的特点是：共存的气、液两相间的差别都消失了。例如此时蒸气的摩尔体积等于液体的摩尔体积，两者的密度没有差别等。

临界温度和临界压力是各种物质的特性常数，一定物质就有其一定数值。纯烃类的临界条件已研究较多，现将某些烃类的临界参数列入表6－5。

如果在液态烃中加入甲烷等气态烃，则可降低物系的临界温度。图6－34表示二元正烷烃物系的临界点演化轨迹，图中各曲线表明了各二元混合物临界点的变化特征。以甲烷—正癸烷为例，正癸烷的临界点 C，其相应温度为329（625°F）℃、压力为2.4MPa（350psi）。如果随着甲烷数量增加，正癸烷逐渐被混合，临界点沿 C—B 曲线移动，这表明混合物中甲烷的百分含量渐增，气体压力也加大，于是在逐渐降低温度的情况下，能使液态正癸烷气化。同理，乙烷、丙烷等等气态烃的数量增加，也会有助于液态烃类溶解于气相。由此可以推论：在自然条件下，随着地下深处压力和温度的增加，含有各种甲烷同系物的压缩气能够溶解越来越多的液态烃；与此相反，当气相所处的压力和温度逐渐降低，则早先溶于气相的液态烃又会逐渐分离出来。这样，就为凝析气藏的形成奠定了基础。

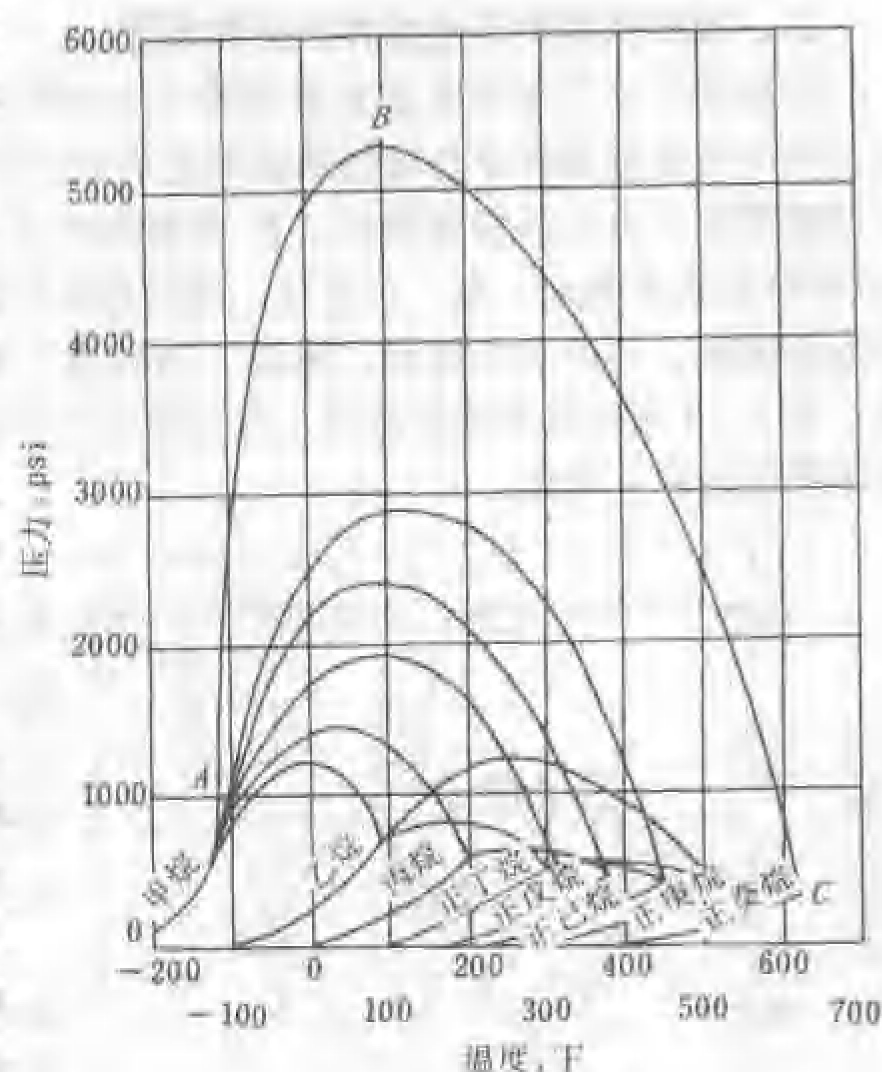


图6－34　二元正烷烃物系的临界轨迹

1psi＝6.894 8kPa；°F＝$\frac{9}{5}$（℃＋32）

表6－5　若干物质的临界参数

物质名称	临界温度，℃	临界压力，MPa	物质名称	临界温度，℃	临界压力，MPa
水	374.2	21.85	正戊烷	198.0	3.33
二氧化碳	31.0	7.29	异戊烷	187.8	3.29
氮	−146.9	3.35	环己烷	280.0	4.00
硫化氢	100.4	8.89	正己烷	234.7	2.99
甲烷	−82.1	4.58	正庚烷	267.0	2.70
乙烷	32.3	4.82	正辛烷	296.7	2.46
丙烷	96.8	4.20	正癸烷	346.3	2.12
正丁烷	152.0	3.60	正十一烷	369.4	1.90
异丁烷	134.9	3.60	正十二烷	390.6	1.85
环戊烷	238.6	4.46			

二、凝析气藏的形成条件及分布规律

石油和天然气都是成分复杂的多族分烃类混合物，因此，为了阐明凝析气藏的形成条件，还必须分析多族分烃类物系在地层条件下的变化。图6－35表示某种多族分烃类物系在不同温度和压力下的物理状态。K 为其临界点，临界温度为52.8℃。K_1 为临界凝结温度（或称最高临界温度）点，代表气、液两相并存时的最高温度。曲线4为气体开始析离液体的泡点曲线，其外为纯液相；曲线5为液体开始凝结脱离气体的露点曲线，其外侧为纯气相；在4、5两曲线所包范围内，混合物处于双相状态（液态和气态），各等百分率线表示物系中液体的百分含量。

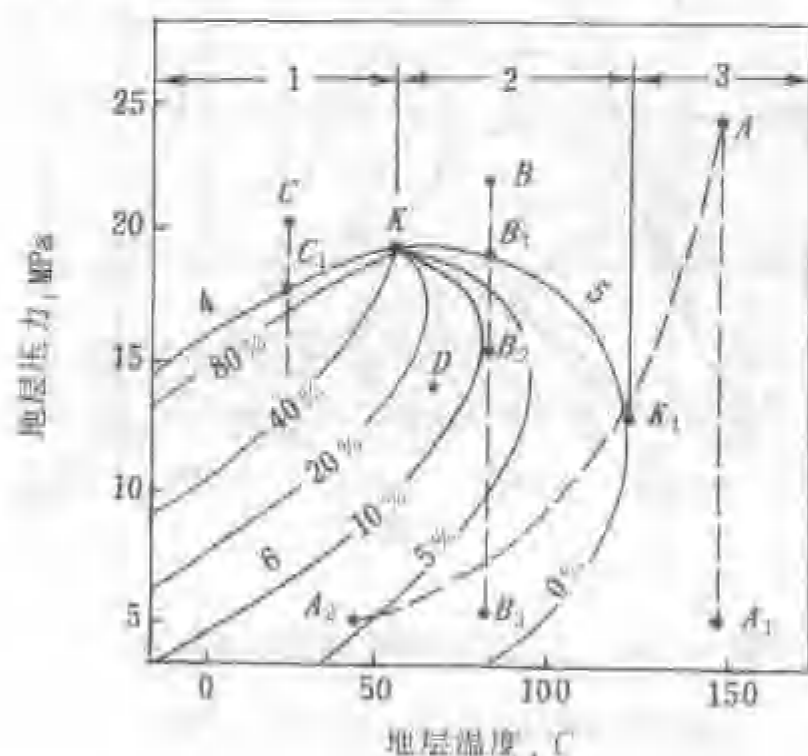


图6－35　多族分烃类物系的相图
1—压力超过泡点压力的油藏；2—压力超过露点压力的凝析气藏；3—单相气藏（纯气藏）；4—泡点曲线；5—露点曲线；6—物系中液体所占体积百分率；K—临界点（t＝52.8℃）；K_1—临界凝结温度；A—纯气藏；B—凝析气藏；C—含溶解气的油藏；D－油气藏

在地层埋藏较浅、地层温度低于临界温度时，物系的相态变化符合正常的凝结和蒸发概念。例如，在25℃时（图6－35），随着压力加大，物系中凝结的液体逐渐增多，至压力超过18MPa（C_1 点）时，物系就全部凝结为液体。在这种情况下不可能形成凝析气藏。

而当地层埋藏较深、地层温度介于临界温度与临界凝结温度之间的情况下，物系的相态变化就比较复杂。例如在图6－35所示82.5℃时，低压下物系呈双相状态，但以气相为主，物系中液体所占体积小于5%－10%；随着压力加大，凝结的液体逐渐增多，当压力增至15.5MPa（B_2 点）时，凝结的液体数量最多，占物系总体积的10%；如果压力继续增加，凝结的液体反而气化，液体的数量逐渐减少；至压力增达18.7MPa（B_1 点）时，凝析物就全部转化为气态了。所以对82.5℃时的这个物系而言，在低于15.5MPa时属正常的凝结和蒸发，而在高于15.5MPa时则属逆凝结和逆蒸发的范畴。换言之，在地层埋藏较深，地层温度介于某种烃类物系的临界温度与临界凝结温度之间，地层压力超过露点压力（如图6－35中的 B 点）时，这种烃类就可以形成凝析气藏。

同理，可对各种化学组成的石油—天然气物系作出相图，形状与图6－35相似，这样就可分析该物系发生逆凝结和逆蒸发的必要条件，从而各种成分凝析气藏的形成条件便可知晓。

通过上述多族分烃类物系的相图分析，不难看出凝析气藏的形成必须具备两个条件：

（1）在烃类物系中气体数量必须胜过液体数量，才能为液相反溶于气相创造条件。在图6－35所示的某种多族分烃类物系中，气体体积相当于液体体积的5～20倍或更多。

（2）地层埋藏较深，地层温度介于烃类物系的临界温度与临界凝结温度之间，地层压力超过该温度时的露点压力，这种物系才可能发生显著的逆蒸发现象。

所以，随着储集层的埋藏深度加大，地层压力和地层温度都会随之增加。当地层温度达到油—气物系的临界温度后，地层压力愈大，油—气物系愈易转化为单相气态，大大促进了

地下深处储集层内的油气运移和聚集，形成凝析气藏。

形成凝析气藏所要求的特殊条件，决定了它在地壳上的分布必然有一定范围，正如图6-35所示，A、B、C、D代表四种油气藏类型。A型地层压力为24.6MPa，温度为148.9℃，超过临界凝结温度121.1℃，若等温开发（即压力沿$A—A_1$线降低），物系始终处于气相，为纯气藏；但若采至地面，温度、压力都降低，就如$A—A_2$曲线所示，进入双相区后，便可在地表分离器中析出少量液体（凝析油）。C型的原始地层压力大于饱和压力，温度却低于临界温度，为含溶解气的纯油藏，在等温开发时，随着压力降低至C_1后，溶解气逐渐游离，油气比增大，油藏能量会迅速减小。当原始地层压力与温度的组合位于泡点曲线和露点曲线所包围的双相区时，如D点所示，则具有原生游离气顶，为油气藏；其中气体与液体的体积百分比变化范围很大，视地层温度及压力而定。只有B型地层温度介于临界温度与临界凝结温度之间，若等温开发，压力沿$B—B_1—B_2—B_3$逐步降低，当压力降至低于露点压力18.7MPa（B_1点）后，在地层中便可逆凝结为液体，即为凝析油，这与A型纯气藏不同，属于典型的凝析气藏。由此可见，凝析气藏和纯气藏的地层温度分别超过烃类物系的临界温度及临界凝结温度，这表明它们的埋藏深度都较大，多分布在地下3 000～4 000m或更深处。例如，法国拉克气田，是在3 500～4 000m的石灰岩和白云岩中，发现了可采储量达$2000\times10^8m^3$的巨大气藏，气体中凝析物含量很高，却未发现液态石油。在意大利米兰以东发现的马洛萨凝析气田，深5 600m，压力105MPa，温度153℃[147]。美国近二十几年的深井钻探结果，更有力地证明了上述分布规律：在以中、新生界为钻探对象的墨西哥湾盆地，深度超过4 500m处是以天然气和凝析气聚集为主，气井占60%～68%，油井占32%～40%；在以古生界为钻探对象的二叠盆地，超过4 500m深处存在着凝析气藏和纯气藏，气井占90%～100%，油井极少。在此深度内拥有探明储量达（2 000～4 000）$\times10^8m^3$的大气藏，单井产量可高达$4\ 800\times10^4m^3/d$。从整个盆地计算，单位面积内天然气和凝析气储量达$35\ 500\times10^4m^3/km^2$。所以，今后在部署深部地层勘探时，需要特别注意凝析气藏和纯气藏的分布。

应该指出：石油和天然气都是成分复杂的混合物，其临界条件甚为复杂，例如石油—甲烷物系必须加压至100MPa以上，才能变为单相气态。但是，若干重要的实验证明：流体性质及外界条件等多种因素都可以改变油—气物系的临界压力[166]。

（1）在石油—甲烷物系中，存在甲烷最近的同系物时，可以大大降低其临界压力，便于石油向气相过渡。例如用丙烷、乙烷等甲烷同系物加入石油—甲烷物系，临界压力可减至11.0MPa。

（2）石油密度愈小，临界压力愈低；而重质高含硫石油在50MPa时也不能转化为气态。

（3）用二氧化碳代替甲烷，可以降低油—气物系的临界压力。

（4）岩石的存在可以降低油—气物系的临界压力（剧烈者可降低42%），特别是对高胶质石油影响更剧。

（5）岩石中含水时会增大油—气物系的临界压力。

由此可知，对成分复杂的石油—天然气物系而言，必须综合分析油和气的化学组成及其所在岩石的特征，才能正确判断油—气物系是否达到临界状态。并且，正是由于包括流体性质及外界条件等许多因素均可降低油—气物系的临界压力，因此，即便在不太深的层段，也可望找到凝析气藏。

三、地下油气藏相态的识别

地下油气藏相态的识别方法尚在探讨中，有些只不过是经验统计法，只能供参考，仍需在实践中不断总结上升，不断完善识别方法。

(一) 编制油—气物系的相图

这是最可靠的识别方法，需要收集地层压力、地层温度及地层条件下油—气物系的烃类组分百分含量，才能编制烃类物系的相图（图 6-35）。但是，这些数据往往在油气田投入开发或开采过程中才易系统收集，或通过模拟试验求得。因此，在盆地或油气田勘探早期，编制相图难度较大，通过试油、测井取得部分数据，配合模拟试验，只能做些初步预测。

(二) 根据油气成分的经验预测法

这些方法多系原苏联学者的经验总结。

1. 统计法

利用烃类气体的成分 Z 值，可帮助鉴别油气藏的相态类型（表 6-6）。

$$Z = A + B \quad (6-14)$$

$$A = C_2/C_3 \quad (6-15)$$

$$B = \frac{C_1 + C_2 + C_3 + C_4}{C_{5+}} \quad (6-16)$$

表 6-6 利用 Z 值鉴别油气藏相态

烃类气体的成分 Z 值	油气藏相态
$Z>450$	纯气藏
$80<Z\leqslant450$	凝析气藏
$15<Z\leqslant80$	带油环凝析气藏
$7\leqslant Z\leqslant15$	凝析气油藏
$Z\leqslant7$	油藏

2. 综合分析法

$F=\frac{C_2+C_3+C_4}{C_{5+}}$，$C_{5+}$，$C_1/C_{5+}$，$C_2/C_3$ 是与油气藏类型有关的四项指标。

$$Z_1 = \frac{0.88C_{5+} + 0.99C_1/C_{5+} + 0.97C_2/C_3 + 0.99F}{3.71} \quad (6-17)$$

$$Z_2 = \frac{0.79C_{5+} + 0.99C_1/C_{5+} + 0.95C_2/C_3 + 0.99F}{3.71} \quad (6-18)$$

根据 Z_1 和 Z_2 的值，可以判断油气藏的相态类型（表 6-7）。

3. 原苏联 20 个含油气盆地统计资料

发现 C_{2+}、C_2/C_3、$100C_2/(C_3+C_4)$、$100C_{2+}/C_1$ 四项指标有助划分油气藏类型（表 6-8）。

表 6-7　综合分析法判断油气藏相态

差别指标	油气藏相态
Z_1 和 $Z_2<17$	油藏，含凝析气顶油藏
$17<Z_1<21$，$17<Z_2<20.5$	带油环凝析气藏
Z_1 和 $Z_2>21$	纯凝析气藏

表 6-8　油气藏相态类型的识别

C_{2+}，%	C_2/C_3	$100C_2/(C_3+C_4)$	$100C_{2+}/C_1$	类型
20~70	0.5~1.3	20~80	30~600	油藏
10~30	1.0~3.0	50~200	10~40	油环凝析气藏
5~15	2.2~6.0	170~400	5~15	凝析气藏
0.1~5	4.0~160	300~10 500	0.1~5	气藏

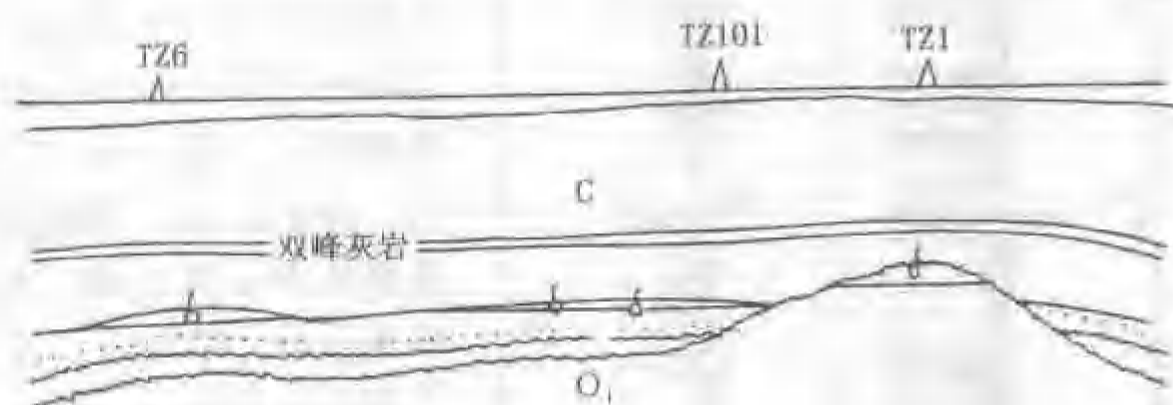


图 6-36　塔中 6—塔中 101—塔中 1 凝析气藏剖面示意图

四、应用实例

近几年来，塔里木盆地油气勘探取得了显著成果[38,75]，除找到一批油田外，在塔中、塔北及塔西南还发现了许多凝析气藏，产层广泛分布于奥陶系、石炭系、三叠系、侏罗系、白垩系、下第三系及上第三系，格外引人注目。现简介两个实例如下。

（一）塔中隆起塔中 1 井凝析气藏

塔中地区已发现塔中 1 井奥陶系风化壳凝析气藏、塔中 6 井石炭系背斜构造凝析气藏及塔中 101 井石炭系地层超覆凝析气藏（图 6-36）。

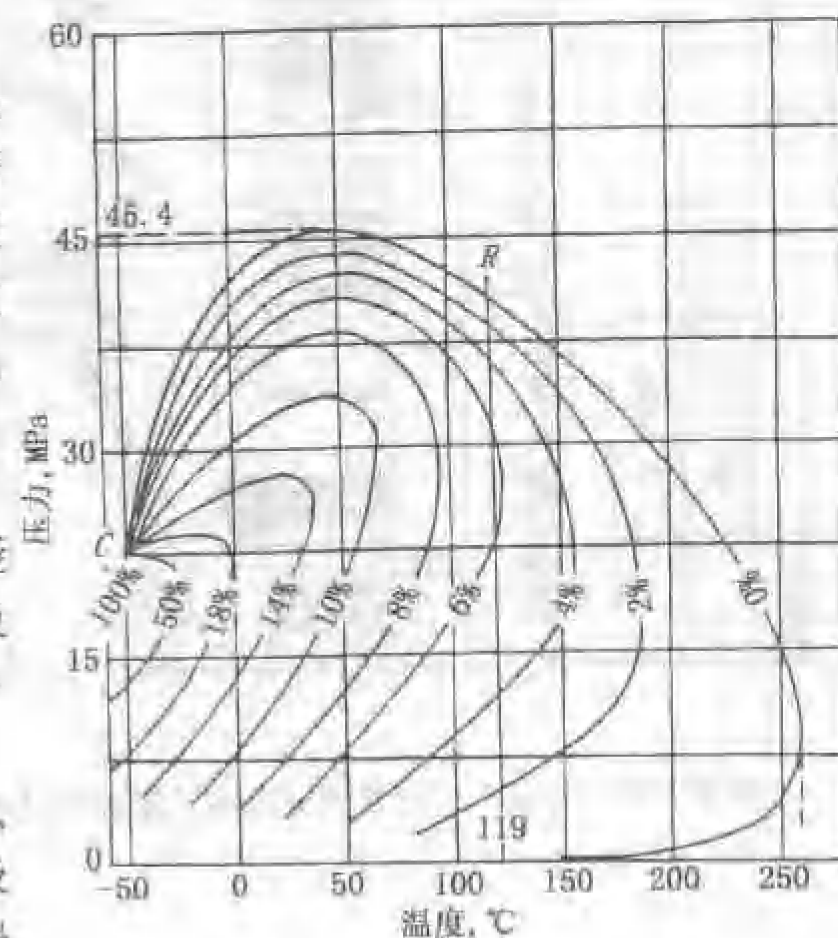


图 6-37　塔中 1 井凝析气藏流体相图

塔中 1 井位于塔中 1 号巨型断垒背斜东部，石炭系不整合覆盖在下奥陶统、中上奥陶统及泥盆系之上。塔中 1 井见下奥陶统直接与石炭系不整合接触，石炭系呈披覆背斜盖在下奥陶统白云岩古潜山圈闭上，白云岩的孔洞缝构成

良好的储集空间，石炭系下部厚逾百米的泥岩充作良好盖层。塔中隆起周围凹陷发育大量烃源岩，提供油气资源量近 30×10^8t，其中气占1/3以上。塔中1井属古潜山溶洞－裂缝型底水块状凝析气藏，气柱高81.5m，底水界面深3 661m。图6－37为塔中1井凝析气藏的流体相图，原始含气饱和度80%，地层温度119℃，地层压力41.98MPa，露点压力40.77MPa。

（二）塔北隆起英买力英买7－19下第三系凝析气藏

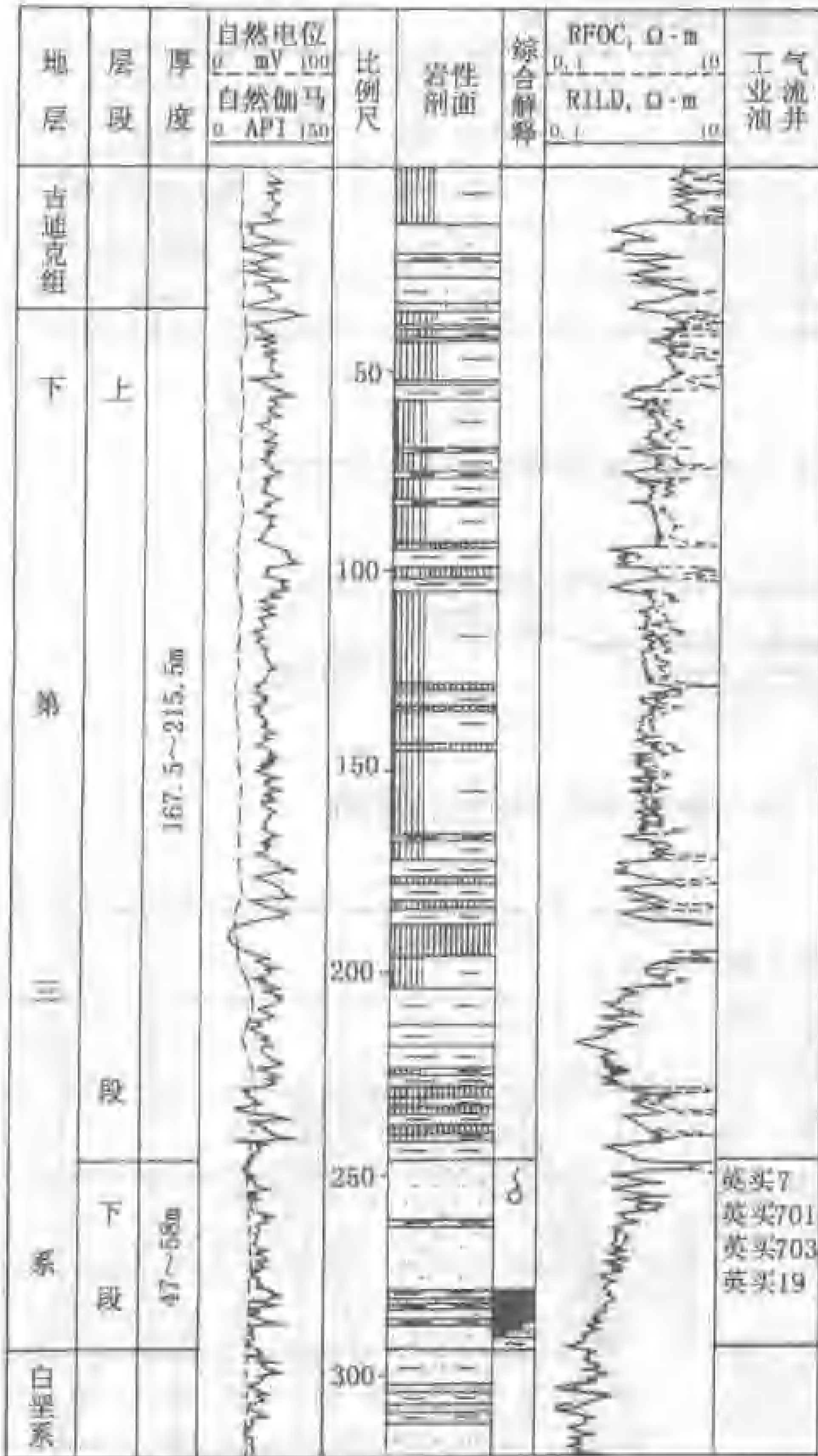


图6－38 英买7－19号构造下第三系综合柱状图

在塔北隆起轮台断隆西段英买7断裂构造带上分布着7个局部构造，其中英买7、9、17、19、21等构造均获高产油气流，预计该区下第三系凝析气藏可望成为塔北 $1\ 000\times10^8m^3$ 大气田的目标之一。

英买7－19构造位于英买7号断裂构造带中部，有东、西两个高点，幅度分别为65m和45m；自上而下由第四系、上第三系、下第三系、白垩系、侏罗系及下奥陶统组成，缺失三叠系至中上奥陶统。凝析气藏产层属渐新统粉、细砂岩，其上有含膏泥岩、石膏等良好盖层，图6－38为英买7－19号构造下第三系综合柱状图。油气来源于北侧库车拗陷侏罗系至三叠系烃源岩。

英买7－19号下第三系凝析气藏受背斜及断层控制，带油环，油气高度65m，气柱近60m，且与圈闭幅度基本一致，油环厚5m左右。图6－39是英买7－19号下第三系凝析气藏的流体相图，露点压力46.3MPa，地层压力51.45MPa，地露压差为5.15MPa，地层温度107℃。据历次试油结果，综合气油比为4 $226m^3/m^3$，平均凝析油含量 $179g/m^3$。

英买7井之下还钻遇奥陶系白云岩潜山小油藏，井深5 211m处进入潜山，储集空间为构造缝、溶洞、溶孔，基质孔隙度仅1%～2%。经试油折算油 $220m^3/d$、气2 $780m^3/d$，气油比 $12.6m^3/m^3$。属底水块状油藏，含油高度78m。

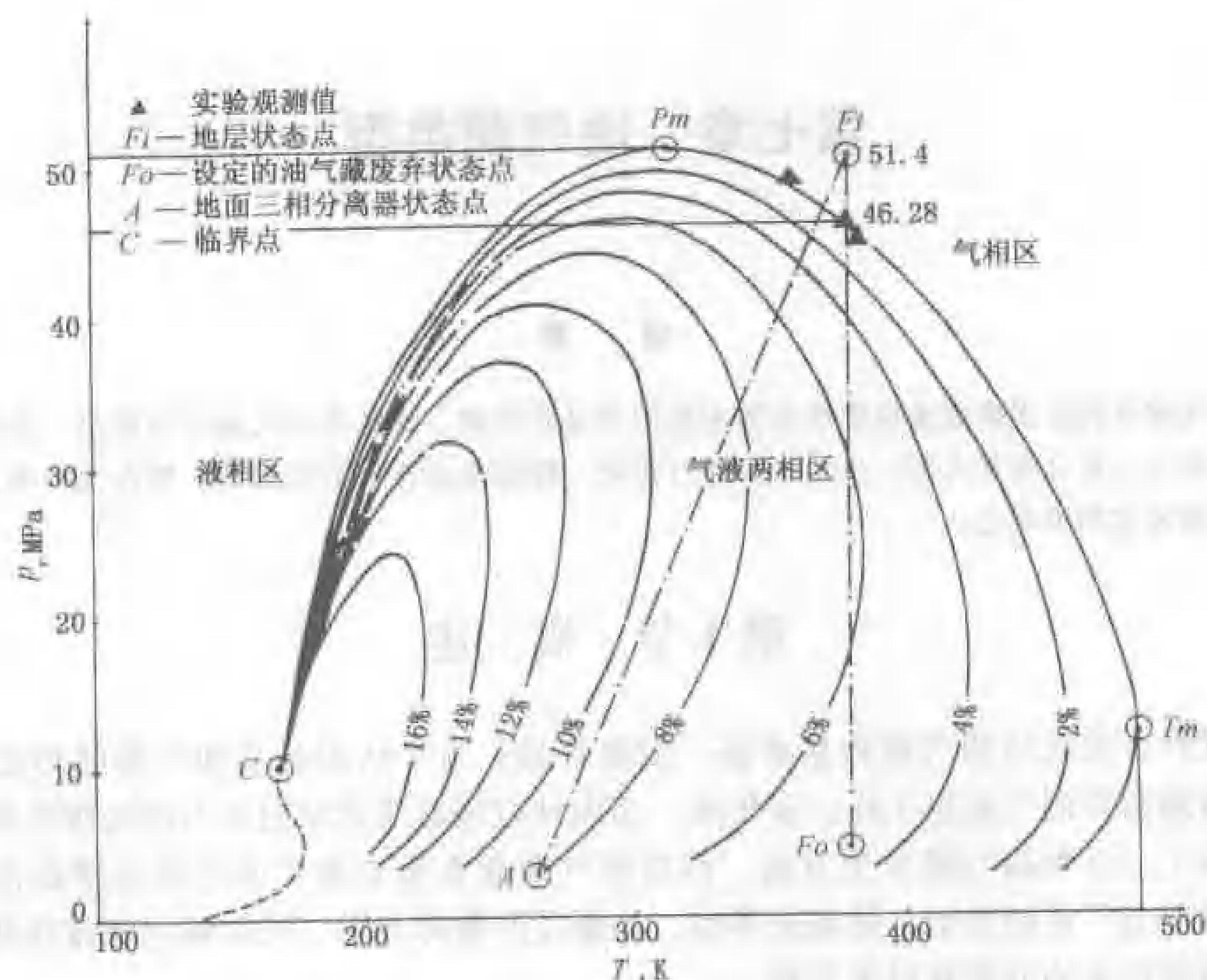


图6-39 英买7-19井下第三系流体相图

思 考 题

1. 为什么地温场、地压场、地应力场是控制油气藏形成及分布的最本质的因素？

2. 何谓异常压力流体封存箱？形成封存箱的关键因素是什么？如何用来分析和指导油气勘探？

3. 何谓固态气体水合物？其形成条件如何？为什么它可能成为21世纪油气勘探的新领域？

4. 凝析气藏形成的主要条件有哪些？它的分布规律如何？

第七章 油气藏类型

提 要

油气藏分类应强调遵循科学性和实用性两项基本原则，据此将油气藏分为构造、地层、岩性、水动力、复合等五大类，并进一步细分亚类。按类型分述其形成机理、特点及分布，列举国内外重要实例说明之。

第1节 概 述

目前世界上发现的油气藏数量众多、类型各异。为了认识各类油气藏的形成和分布特点，更有效地指导油气勘探工作，多年来，国内外石油地质学家们从不同的研究和使用角度出发，提出了上百种油气藏分类方案。但对油气勘探有重要意义的分类主要是依据圈闭成因、油气藏形态、遮挡类型、储集层类型、储量及产量的大小、烃类相态及流体性质等的分类。其中影响较大的分类有以下几种：

(1) 圈闭成因分类法：以美国石油地质学家 A.I.Levorson 为代表，将油气藏分为构造、地层、混合三大类型[99]。

(2) 按油气藏形态分类：以原苏联学者 И. О. Брод 为代表，将油气藏分为层状、块状、不规则状等类型[95]。

近些年来，我国一些石油地质学家根据中国陆相盆地油气藏的形成和分布特点，提出了一系列油气藏分类方案。如胡见义等，以圈闭成因为分类标准，而以圈闭形态、遮挡条件和储集岩类型作为划分亚类和细分类的依据，据此将我国陆相盆地油气藏分为构造型、非构造型、混合型和水动力型四大类及若干亚类和细分类[62]。陈荣书根据形成圈闭的主导封闭因素，将圈闭分为构造、地层、水动力、复合等四大类，各大类可根据储集层上倾方向的具体封闭因素，结合储集特征，进一步划分出若干亚类[45]。还有许多石油地质学家针对我国各含油气区油气藏的具体形成和分布特点，提出了一些实用性较强的分类方案和油气藏名称。对于国内外这些关于油气藏分类的详细内容，这里不再赘述。

一、油气藏分类的基本原则

我们认为，油气藏分类的主要依据，应该是圈闭的成因。圈闭是决定油气藏形成的基本条件；在不同的构造、地层及岩性条件下，圈闭的成因不同，油气藏的特点不同，油气藏的类型也就当然不同。因此，只有根据圈闭成因对油气藏进行分类，才能够充分反映各种不同类型油气藏的形成条件，充分反映各种类型油气藏之间的区别和联系，科学地预测一个新地区可能出现的油气藏类型，对不同类型的油气藏采用不同的勘探方法及不同的勘探开发部署方案。因此，划分油气藏类型时，应该遵循以下两条最基本的原则：

(1) 分类的科学性。即分类应能充分反映圈闭的成因，反映油气藏形成的基本条件，反映各种不同类型油气藏之间的区别和联系；

(2) 分类的实用性。即分类应能有效地指导油气藏的勘探及开发工作，并且比较简便实

表7-1 油气藏分类表

大类	类	亚类	典型模式
构造油气藏	背斜油气藏	挤压背斜油气藏	A A′
		基底升降背斜油气藏	A A′
		底辟拱升背斜油气藏	
		披覆背斜油气藏	
		滚动背斜油气藏	
	断层油气藏	断鼻油气藏	A A′ A A′
		弧形断层断块油气藏	A′ A A′
		交叉断层断块油气藏	A A′ A A′
		复杂断层断块油气藏	
		逆断层断块油气藏	
	构造裂缝油气藏		A A′
	岩体刺穿油气藏	盐体刺穿油气藏	A A′
		泥火山刺穿油气藏	A A′
		岩浆岩体刺穿油气藏	A A′

续表

地层油气藏	地层不整合遮挡油气藏	潜伏剥蚀突起油气藏	
		潜伏剥蚀构造油气藏	
	地层超覆油气藏		
	生物礁油气藏		
岩性油气藏	岩性上倾尖灭油气藏		
	砂岩透镜体油气藏		
水动力油气藏	构造鼻型水动力油气藏		
	单斜型水动力油气藏		
复合油气藏	构造—地层油气藏		
	构造—岩性油气藏		
	岩性—水动力油气藏		

用。这就要求分类不能任意过细，过于繁琐；更不能随意命名，引起混乱，难于鉴别。而是要求分类必须有高度的、科学的概括性。

二、油气藏分类方案

根据上述两条基本原则和关于油气藏的概念，宜将油气藏分为构造、地层、岩性、水动力、复合等五大类，再进一步细分为若干类型。

构造油气藏系指地壳运动使地层发生变形或变位而形成的构造圈闭中的油气聚集。构造运动可以形成各种各样的构造圈闭，因此，所形成的油气藏也就不同，但其共同特点是圈闭

的形成均为构造运动的结果。地层油气藏是指油气在地层圈闭中的聚集。这里所指的地层圈闭的概念是狭义的，是指因储集层纵向沉积连续性中断而形成的圈闭，即与地层不整合有关。根据地层不整合与储集层的相互关系，可将其进一步划分亚类。岩性油气藏是指由于储集层的岩性横向变化而形成的圈闭中的油气聚集。沉积条件或成岩作用使储集层在纵横向上渐变成不渗透性岩层。水动力圈闭是近些年来受到石油地质学家们重视的一类油气圈闭，其圈闭形成条件与构造、地层、岩性圈闭不同，是靠水动力封闭而成。或者确切地说，水动力圈闭是由水动力与非渗透岩层联合封闭，使通常静水条件下不能形成油气聚集的地方形成油气藏。虽然这类油气藏目前暂时发现数量尚少，但因其形成条件特殊，随着勘探技术的改善，将会发现更多，具有重要的理论意义与实际意义，故单独列出一大类。

在自然界中，许多现象往往并不是非此即彼，多数情况是在两极或多极之间存在许多过渡型，油气藏类型也是如此。各种地质因素结合形成圈闭的可能性是千变万化的，既可形成单一地质因素所控制的构造、地层、岩性圈闭，又可在很多情况下由两种或两种以上的因素相结合，形成复合圈闭。在油气勘探过程中，复合油气藏的勘探方法与构造或地层油气藏有很大不同。因此，划分出复合油气藏有其实际意义。

关于油气藏的具体分类、名称及其典型示意图，详见表 7-1。

第 2 节　构造油气藏

由于地壳运动使地层发生变形或变位而形成的圈闭，称为构造圈闭。在构造圈闭中的油气聚集，称为构造油气藏。这种油气藏，过去和现在都是最重要的一种类型。构造运动可以形成各种各样的构造圈闭，形成的油气藏也就各种各样，其中比较重要的有背斜油气藏、断层油气藏、裂缝油气藏以及岩体刺穿构造油气藏等。

一、背斜油气藏

（一）背斜油气藏的主要特点

在构造运动作用下，地层发生弯曲变形，形成向周围倾伏的背斜，称背斜圈闭。油气在背斜圈闭中聚集形成的油气藏，称为背斜油气藏。这类油气藏在世界油气勘探史上一直占最重要的位置，也是石油地质学家们最早认识的一种油气藏类型。19 世纪后期美国地质学家 I.C.White（1885）提出的“背斜学说”，在油气勘探史上起了重要的推动作用。直到目前为止，在世界石油和天然气的产量及储量中，背斜油气藏仍居首位。J.D.Moody 等人（1972）统计了世界上最终可采储量在 $7\,100 \times 10^4$t（5×10^8bbl）以上的 189 个大油田，其中背斜油藏占总数的 75%以上。

现将世界上由背斜油气藏组成的 10 个著名的特大背斜油田和气田分别列表如下（表 7-2、表 7-3）。

据 1975 年统计，10 个特大背斜型油田的总储量超过 350×10^8t，占当年世界石油总储量的 45%以上；10 个特大背斜型气田的总储量为 $202\,295 \times 10^8\text{m}^3$，占当年世界天然气总储量的 33.3%。这充分说明它们在世界油气储量中所占的极其重要的地位。因此，对石油地质工作者而言，研究背斜油气藏具有非常重要的意义。

背斜圈闭的形成条件和形态较简单，主要是储集层顶面拱起，上方被非渗透性盖层所封闭，而底面和下倾方向被高油气势面和非渗透性岩层联合封闭形成的闭合低油气势区。

背斜油气藏的油气分布局限于闭合空间内，油气水按重力分异，气油、油水或气水界面

与储集层顶面的交线常同构造等高线平行，且呈闭合的圆形或椭圆形，具体形态取决于背斜的形态。烃柱高度等于或小于闭合度。

表 7-2 世界十个特大背斜型圈闭油田概况

油田名称	国家	盆地名称	发现年份，年	产层时代	产层岩性	面积 km^2	最高年产量 $\times 10^6 t$	可采储量 $\times 10^8 t$
1. 加瓦尔	沙特阿拉伯	波斯湾	1948	侏罗纪	石灰岩	2 270	259.5	104.7
2. 布尔干	科威特	波斯湾	1938	白垩纪	砂岩	700	144	90
3. 萨法尼亚—卡夫奇	沙特—中立区	波斯湾	1953	白垩纪	砂岩及裂缝灰岩		55	42.28
4. 萨莫特洛尔	原苏联	西西伯利亚	1966	白垩纪	砂岩	1 575	111	20.6
5. 罗马什金	原苏联	伏尔加—乌拉尔	1948	泥盆纪	砂岩	3 800	81.5	20
6. 鲁迈拉	伊拉克	波斯湾	1953	白垩纪	砂岩			18.9
7. 阿布奎克	沙特阿拉伯	波斯湾	1941	侏罗纪	石灰岩	445	54.79	17.1
8. 费德洛夫	原苏联	西西伯利亚	1971	白垩纪	砂岩			15
9. 大庆	中国	松辽	1959	白垩纪	砂岩		50	
10. 麦尼法	沙特阿拉伯	波斯湾	1957	白垩纪	砂岩及碳酸盐岩			15.2
总计								355.7

表 7-3 世界十个特大背斜型圈闭气田概况

气田名称	国家	盆地	发现年份，年	产层时代	产层岩性	面积 km^2	1975 年产量 $\times 10^8 m^3$	可采储量 $\times 10^8 m^3$
1. 乌连戈伊	原苏联	西西伯利亚	1966	白垩纪	砂岩	2 100	尚未开发	49 420
2. 尤比列伊	原苏联	西西伯利亚	1968	白垩纪	砂岩		尚未开发	19 810
3. 亚姆堡	原苏联	西西伯利亚	1969	白垩纪	砂岩		尚未开发	19 768
4. 北极	原苏联	西西伯利亚	1968	白垩纪	砂岩		尚未开发	17 829
5. 麦德维吉	原苏联	西西伯利亚	1967	白垩纪	砂岩	910	326	16 800
6. 奥伦堡	原苏联	伏尔加—乌拉尔	1967	石炭至早二叠世	石灰岩		173.6	16 400
7. 格罗宁根	荷兰	德荷	1959	二叠纪	砂岩	720	868	16 296
8. 扎波利扬	原苏联	西西伯利亚	1965	白垩纪	砂岩		尚未开发	16 012
9. 哈西勒迈尔	阿尔及利亚	三叠		三叠纪	砂岩	2 600	56	15 120
10. 舍基特利	原苏联	塔吉克	1968	早白垩世	石灰岩		108	14 840
总　计								202 295

（二）背斜油气藏类型

背斜圈闭的存在，是形成背斜油气藏的基本条件。从形态上看，背斜圈闭有很多种，如长轴背斜、短轴背斜、箱状背斜、伏卧背斜等等。在自然界存在的与油气聚集有关的背斜圈闭及背斜油气藏，从成因上看，主要有以下五种类型。

1．挤压背斜油气藏

系指由侧压应力挤压为主的褶皱作用而形成的背斜圈闭中的油气聚集。常见于褶皱区，两翼地层倾角陡，常呈不对称状；闭合高度较大，闭合面积较小。由于地层变形比较剧烈，背斜圈闭形成的同时，经常伴生有断裂。我国酒泉盆地老君庙油田的L层油气藏可作为一个典型实例，如图7－1所示。它是一个不对称的背斜圈闭，南翼倾角20°～30°，北翼倾角60°～80°；长轴与短轴之比为3:1，并被逆掩断层及横断层所切割。

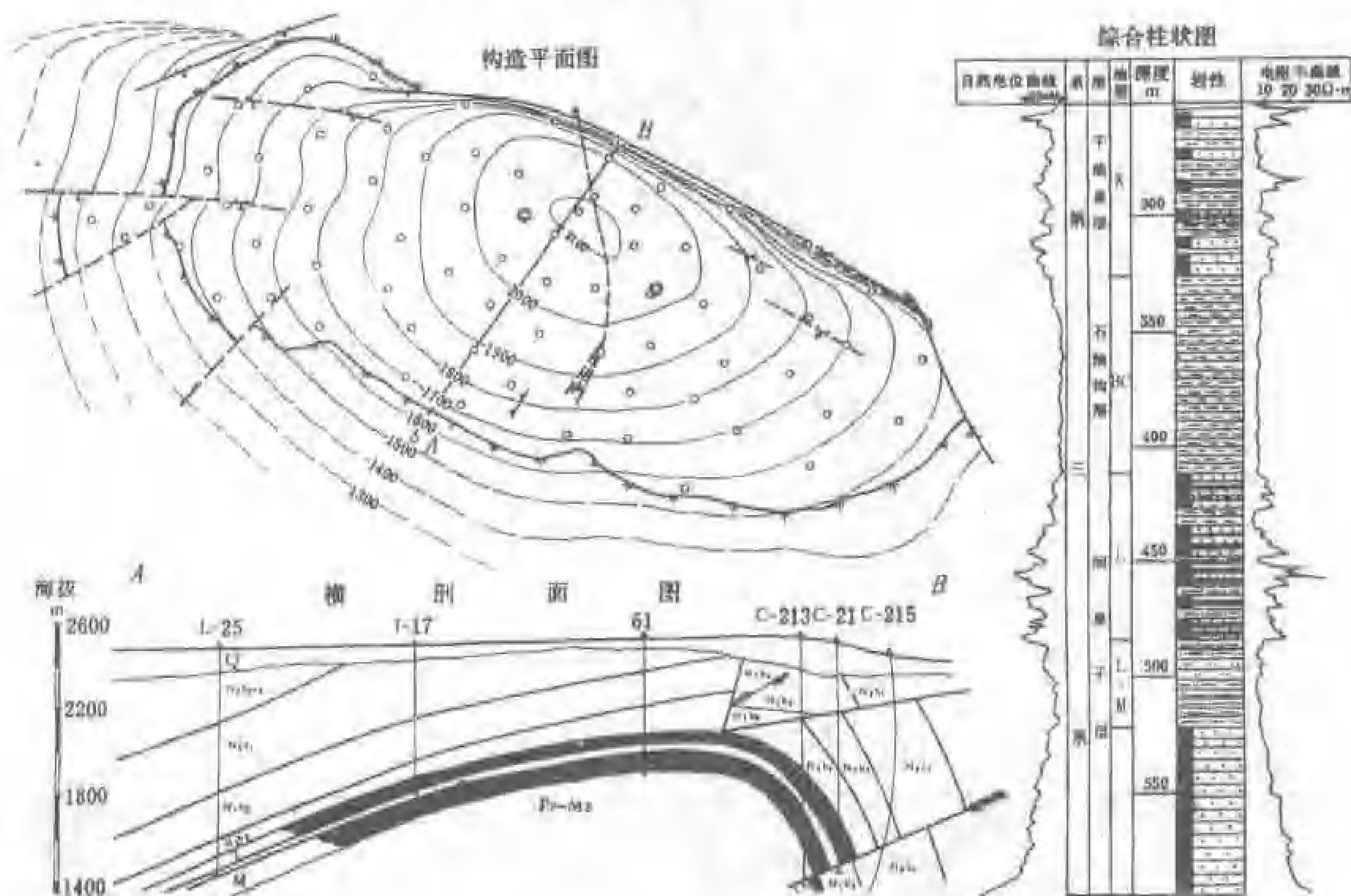


图7－1 老君庙背斜油藏综合图（据玉门石油管理局）

从区域上看，这种背斜分布在褶皱区的山前拗陷及山间拗陷等构造单位内，常成排成带出现。我国酒泉盆地南部祁连山山前地带的背斜带，可以作为一个典型实例。它是由青草湾、鸭儿峡、老君庙、石油沟、大红圈及文殊山等一系列背斜组成的背斜构造带。

四川盆地川东地区的高陡背斜气藏也属此类。图7－2是川东卧龙河气田构造图（嘉五^1）和横剖面图，为一长轴背斜，由多条逆断层切割。两翼不对称，西翼陡，40°～50°，东翼缓，20°～25°，构造轴线由浅而深向缓翼偏移。该气田由多个背斜气藏组成，三叠系嘉陵江组嘉五^{1}气藏为主力气藏[16]。

在国外的褶皱区内，也分布有很多这种类型的背斜油气藏。例如在波斯湾盆地的扎格洛斯山前拗陷、美国的阿巴拉契亚山前拗陷以及原苏联的高加索山前拗陷等等，都有很多挤压背斜油气藏。

2．基底升降背斜油气藏

在沉积过程中，由于基底的差异沉降作用而形成的平缓、巨大的背斜构造。一般在地台区常见这种以基底活动为主形成的背斜圈闭。基底活动使沉积盖层发生变形，形成背斜圈

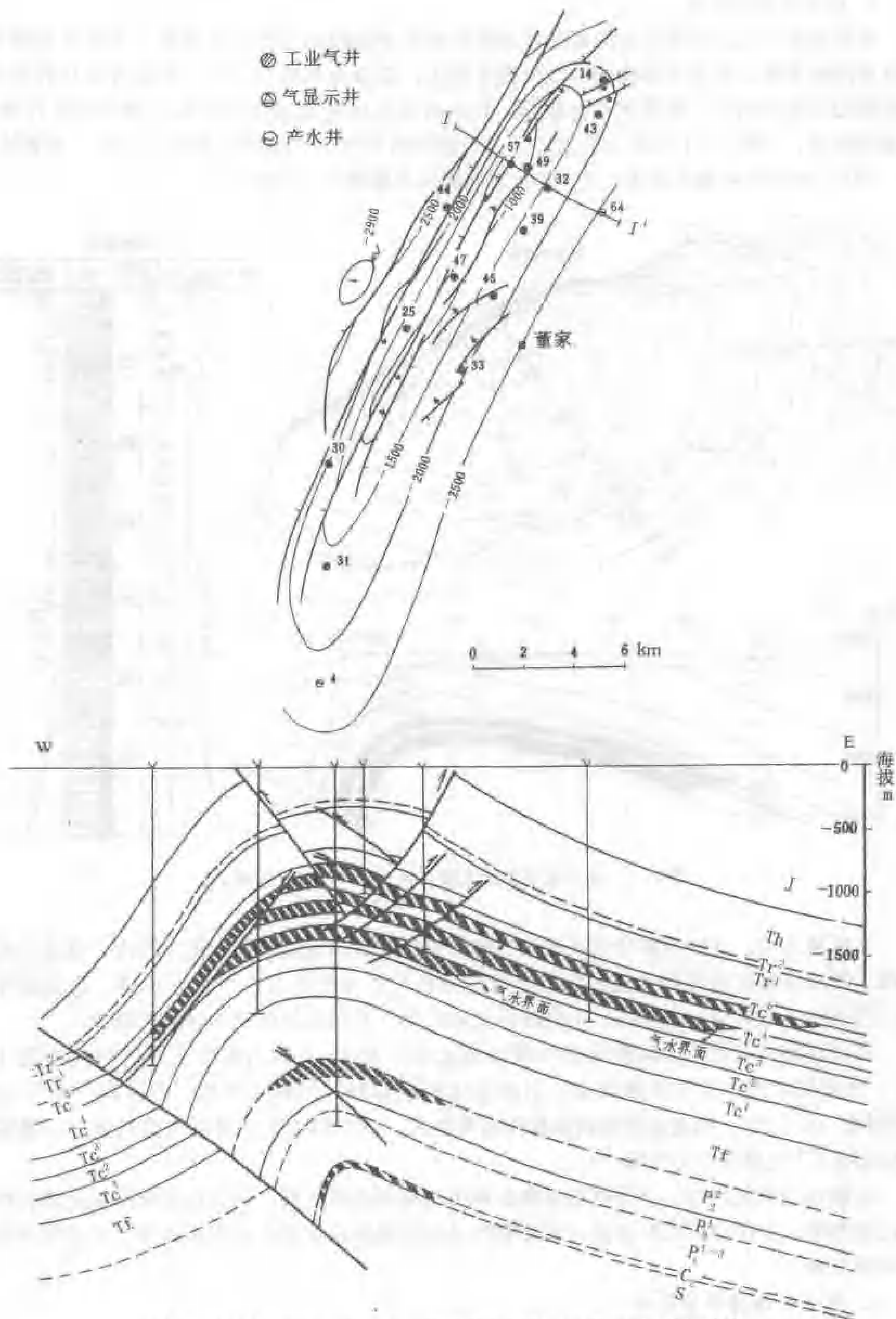


图 7-2 四川盆地卧龙河气田平面及剖面图（据四川石油管理局）

闭。其主要特点是：两翼地层倾角平缓，闭合高度较小，闭合面积较大（与褶皱区比较）。从区域上看，在地台内部拗陷和边缘拗陷中，这些背斜圈闭常成组成带出现，组成长垣或大隆起。特别是拗陷中心早期的潜伏隆起带，在油气生成、运移过程与背斜圈闭形成过程相吻合的情况下，这些隆起和长垣就成为油气聚集的最佳场所，形成一系列这种类型的油气藏。我国大庆长垣萨尔图等油田中的油气藏，即属于这种类型，如图 7－3 所示。

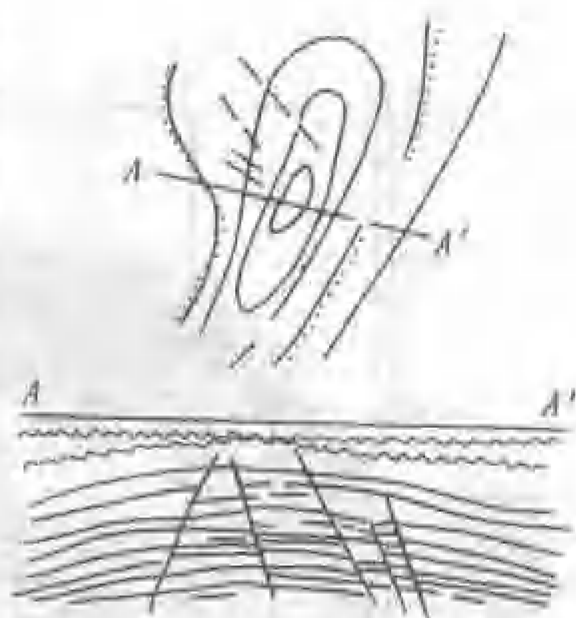


图 7－3　大庆萨尔图油田平面及剖面图（据大庆石油管理局）

在国外的一些地台区，这类油气藏也相当普遍，其中包括很多著名的特大油气田。例如波斯湾盆地中产量和储量都居世界第一位的加瓦尔油田，西西伯利亚盆地的萨莫特洛尔大油田和乌连戈伊大气田，它们的油气藏主要是属于与基底活动有关的背斜油气藏。萨莫特洛尔油田位于西西伯利亚盆地的下瓦尔托夫隆起，含油面积 1 575km^2，原始可采储量 20.6×10^8t，主要产层为白垩系砂岩，埋藏深度 1 610～2 700m，主要油藏属于背斜油藏（图 7－4）。

3、底辟拱升背斜油气藏

这种圈闭的成因是地下塑性物质活动的结果。拗陷内堆积的巨厚盐岩、石膏和泥岩等可塑性地层，在上覆不均衡重力负荷或侧向水平应力作用下，塑性层蠕动抬升，使上覆地层变形形成底辟拱升背斜圈闭。大多数与油气聚集有关的底辟拱升背斜形成物质是盐岩或者盐岩与石膏、泥岩组成的混合层，尤以盐丘占主要地位。这种背斜的轴部往往发育堑式或放射状断裂系统，顶部陷落，断层将其复杂化。甚至有的在宏观上呈背斜形态，但具体到油气聚集的基本单元往往已没有完整的背斜圈闭，而是被断层分割成众多的半背斜和断块圈闭。

我国江汉盆地王场油田的油藏可作为此类的典型代表。该油田为一长轴背斜，走向北西，两翼近对称，隆起幅度高达 800m。在剖面上，地层倾角上缓下陡，上部仅 20°，下部达 60°～70°。地下核部为盐岩隆起。根据地震资料，在 6 000～7 000m 深处，构造已全部消失。如图 7－5 所示。

江汉盆地潜江凹陷的潜江组为一套富含膏盐的盐湖相泥质岩系，厚 3 500m 以上。其中盐岩层最多可达 153 层，累计厚度占总厚度的 50%，尤以潜四段下部最发育。

渤海湾盆地东营凹陷下第三系下部也发育一套厚逾 1 000m，由盐岩、石膏及泥质岩组成的柔性地层，这套混合塑性层在凹陷中央上拱，是中央隆起带形成的主要机制。在该构造带上的东辛油田，其构造背景就是典型的塑性拱升背斜。该构造由东营穹隆背斜和辛镇长轴背斜组成，呈东西向展布，轴部发育的堑式断裂系统将其切割成堑式背斜，油气藏的分布受背斜构造宏观控制，但单个油气藏多数为断层遮挡油气藏[88]。

在国外，有很多著名的该类油气藏。例如中东地区科威特的最大油田——布尔干油田是属于侏罗系潟湖相巨厚的柔性盐层长期拱升活动形成的背斜构造圈闭，主要含油层为中白垩统瓦拉砂岩及布尔干砂岩，两者之间的隔层为马杜德灰岩。瓦拉砂岩为细－粉砂岩与暗色粘土岩互层，厚 60m；布尔干砂岩为中—粗石英砂岩和厚度不等的暗灰色粘土岩互层，厚 335m，为三角洲相沉积。孔隙度 25%～30%，渗透率（3 000～4 000）$\times10^{-3}\mu m^2$，单井平均日产油量达 1 350t，油田可采储量为 90×10^8t，是世界第二大油田（图 7－6）。

此外，在北美墨西哥湾、原苏联恩巴地区以及西非部分地区的许多背斜油气藏，也都属

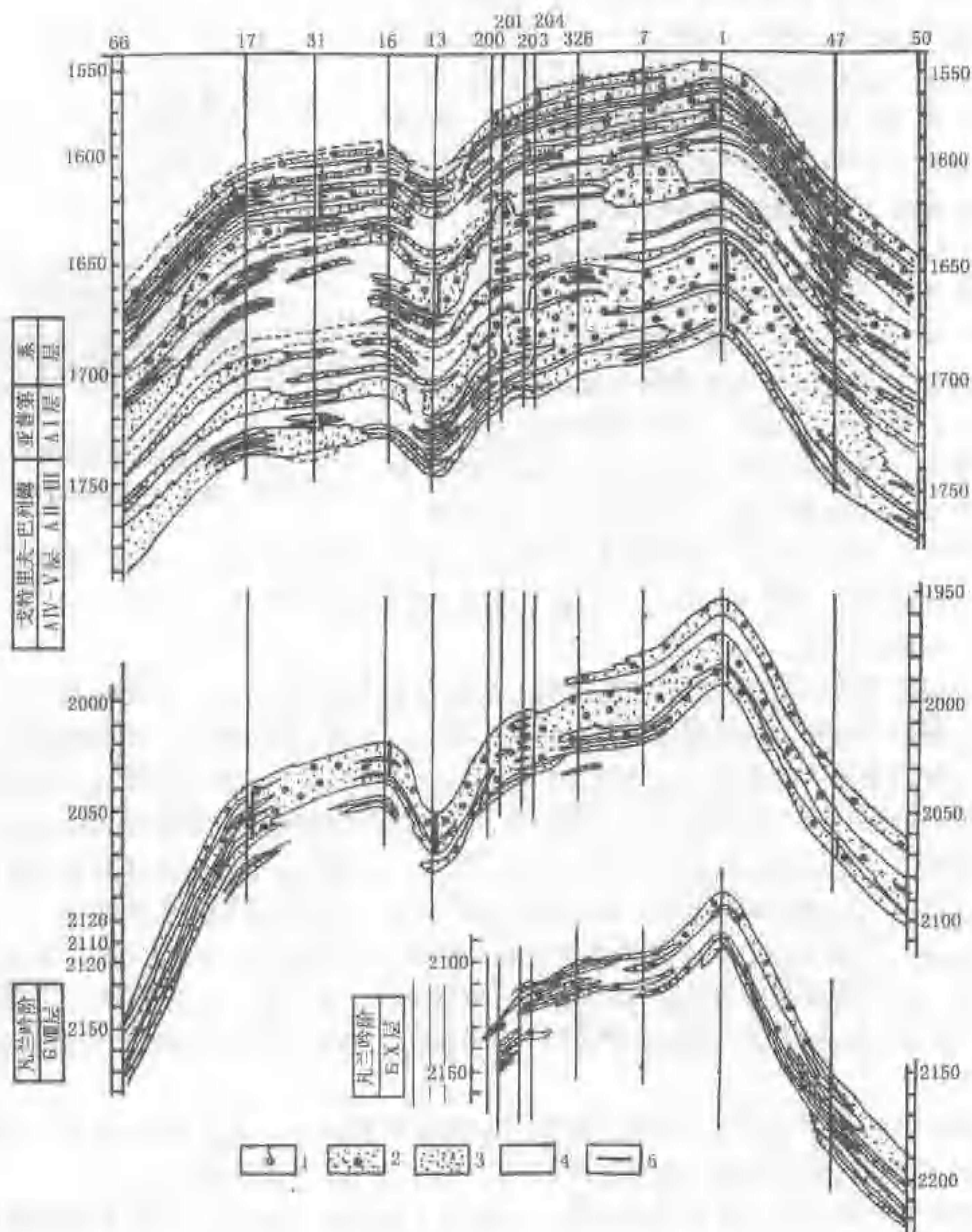


图 7－4　萨莫特罗尔油田油气藏横剖面图

1—含气；2—含油；3—含水；4—非储集岩；5—探井射孔井段

于这种类型。

4．披覆背斜油气藏

这类背斜的形成与地形突起和差异压实作用有关。在沉积基底上常存在有各种地形突起，由结晶基岩、坚硬致密的沉积岩或生物礁块等组成。当其上有新的沉积物堆积后，这些突起部分的上覆沉积物常较薄，而其周围的沉积物则较厚，因而在成岩过程中，由于沉积物的厚度和自身重力不同，所受到的压缩也是不均衡的，结果便在地形突起（潜山）的部位，上覆地层呈披覆隆起形态，形成背斜圈闭。常呈穹隆状，顶平翼稍陡，幅度下大上小。对塑性较大的泥质岩所形成的背斜较明显，倾角稍大些；而对较硬的砂岩及石灰岩所形成的背斜

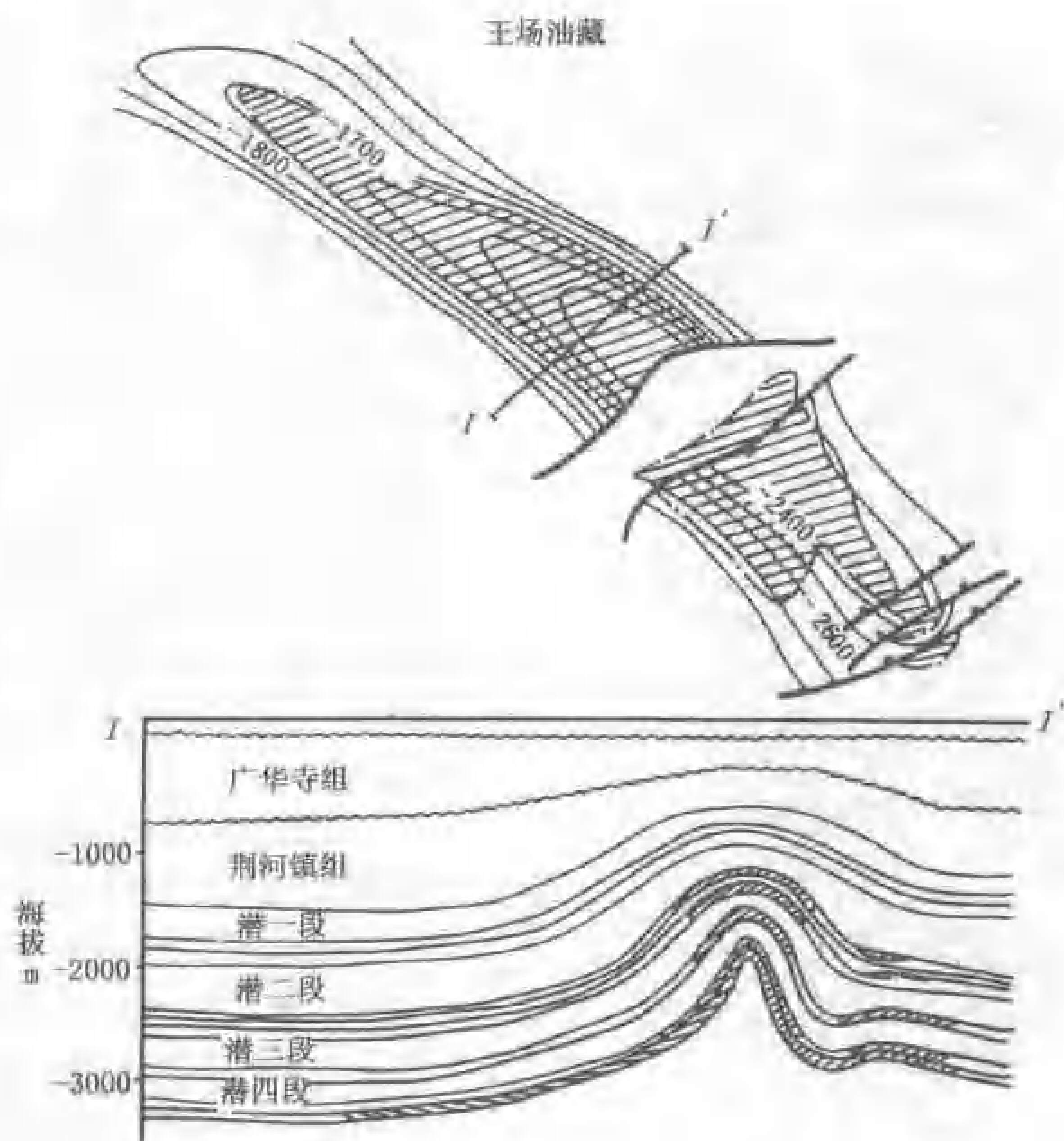


图 7－5　江汉盆地王场构造平面及剖面图（据胡见义等）

常不如前者明显，倾角较平缓。潜山上部的背斜，常反映下伏潜山的形状，但其闭合度总是比潜山高度小，并向上递减，倾角也是向上减小。

这种背斜构造，也有人称为披盖构造或差异压实背斜。如渤海湾盆地济阳拗陷的孤岛油田和孤东油田，都是以这类油藏为主。它们的“基底”主要是由奥陶系石灰岩或白云岩组成的剥蚀突起（潜山），其翼部超覆沉积有下第三系，顶部则被上第三系馆陶组及明化镇组覆盖，形成较大规模的披盖构造。特别是馆陶组拥有典型的与剥蚀及差异压实作用有关的背斜油气藏，如图 7－7 所示。

北美地台二叠盆地中的希莫尔油田，其中的宾夕法尼亚系油藏就属此类，如图 7－8 所示。宾夕法尼亚系之下，是一个珊瑚礁组成的突起——宾夕法尼亚系背斜反映了下伏突起的形态。此外，在北非地台、俄罗斯地台等也都有这类油气藏分布。

5. 滚动背斜油气藏

在世界各地中新生代碎屑岩沉积盆地中，发现许多与同生断层有关的滚动背斜圈闭及其油气藏，多分布在三角洲地区，其主要特点是背斜都很平缓，主要是由于沉积过程中同生断层作用的结果。在断块活动及重力滑动作用下，边断边沉积，堆积在同生断层下降盘上的砂泥岩地层沿断层面下滑，使地层产生逆牵引，形成了这种特殊的“滚动背斜”圈闭。同生断层及滚动背斜的形成与三角洲的成长发育有关，而与任何造山运动无关。这些滚动背斜位于向拗陷倾斜的同生断层下降盘，多为小型宽缓不对称的短轴背斜，近断层一翼稍陡，远离断



图7-6 布尔干油田油藏的构造图（a）及横剖面图（b）

层一翼平缓。轴向近于平行断层线，常沿断层呈串珠状成带分布。构造幅度中部较大，深、浅层较小。背斜高点距离断层较近，且高点向深部逐渐偏移，其偏移的轨迹大体与断层面平行。这些滚动背斜一般具有良好的油气聚集条件，因为它们距油源区近，面向生油凹陷，发育在大型三角洲沉积中，储集砂体厚度大、物性好，并形成良好的生储盖组合，加之构造属于同沉积构造，同生断层可作为油气运移的通道，因此，这类背斜常可形成富集高产的油气藏。

渤海湾盆地已发现有相当数量该类油气藏。东营凹陷中一些受同生断层控制的构造带上的油田，如坨庄—胜利村油田、永安镇油田皆属之。惠民凹陷的临盘油田，歧口凹陷的港东油田，都是受同生断层控制形成的滚动背斜构造。它们的主要含油层系为渐新世沙河街组，含油气十分丰富。由于同生断层长期活动，涵盖了油气大规模运移聚集时期，致使在纵向上多层系含油气。其中最著名的是坨庄—胜利村油田，如图7－9所示。

坨庄—胜利村油田的背斜构造是受胜北同生断层所控制的滚动背斜。其主要含油层沙河街组的油藏属于滚动背斜油气藏。背斜走向近东西，大致平行胜北大断层。虽然该背斜油气藏被若干断层所切割，但仍可明显看出是受背斜控制，含油气十分丰富。

著名的尼日利亚尼日尔河三角洲地区就有近200个这种类型油气藏，如尼日利亚第一个海上油气田——奥坎油田，它的油气藏即为典型的滚动背斜型油气藏，如图7－10所示。

奥坎油田位于尼日尔河三角洲上，是一个滚动背斜圈闭，在其东北约3km，为一主要同生断层，它与滚动背斜都是同沉积形成的。奥坎背斜长约10km，宽约5km；长轴走向北西—南东。构造平缓，有三个明显的高点。单井最初日产油量1 280t。

此外，在美国墨西哥湾等地区也发现相当多的这种类型油气藏。

图 7－7　孤东油田馆陶组油藏构造及横剖面图（据胜利石油管理局）

二、断层油气藏

断层圈闭是指沿储集层上倾方向受断层遮挡所形成的圈闭。在断层圈闭中的油气聚集，称为断层油气藏。这类油气藏是世界各含油气盆地中广泛分布的一种类型。我国的油气勘探实践也证明，无论是在西北古生代褶皱区，还是在东部地台区，断层油气藏的分布都很广泛。尤其在东部地台区，中生代以来块断运动比较活跃，形成很多断陷盆地，同时在盆地的斜坡带以及背斜带上，也产生了大量断层，形成了为数众多的断层油气藏。例如在渤海湾盆地，大量油气藏都是属于这种类型。因此，研究断层油气藏的形成条件和特点，对油气勘探工作有重要的实际意义。

图 7－8　二叠盆地希莫尔油田横剖面图

（一）断层在油气藏形成中的作用

断层破坏了岩层的连续性。断层的性质、破碎和紧结程度，以及断层面两侧岩性组合间的接触关系等，对油气运移、聚集和破坏都有密切关系。有时同一断层，在深部和浅部所起的作用不同；在历史发展过程中，在不同时期内，也可能起着封闭或破坏两种相反的作用。因此，断层对油气藏形成的作用，应从多方面考虑，特别是要深入地分析断层的发展历史与聚油期之间的关系、断层两侧的地层组合关系以及断层面的封闭性和开启性，这样才能正确认识断层的作用，找出断层与油气聚集的规律。从油气运移和聚集来看，断层对油气藏的形

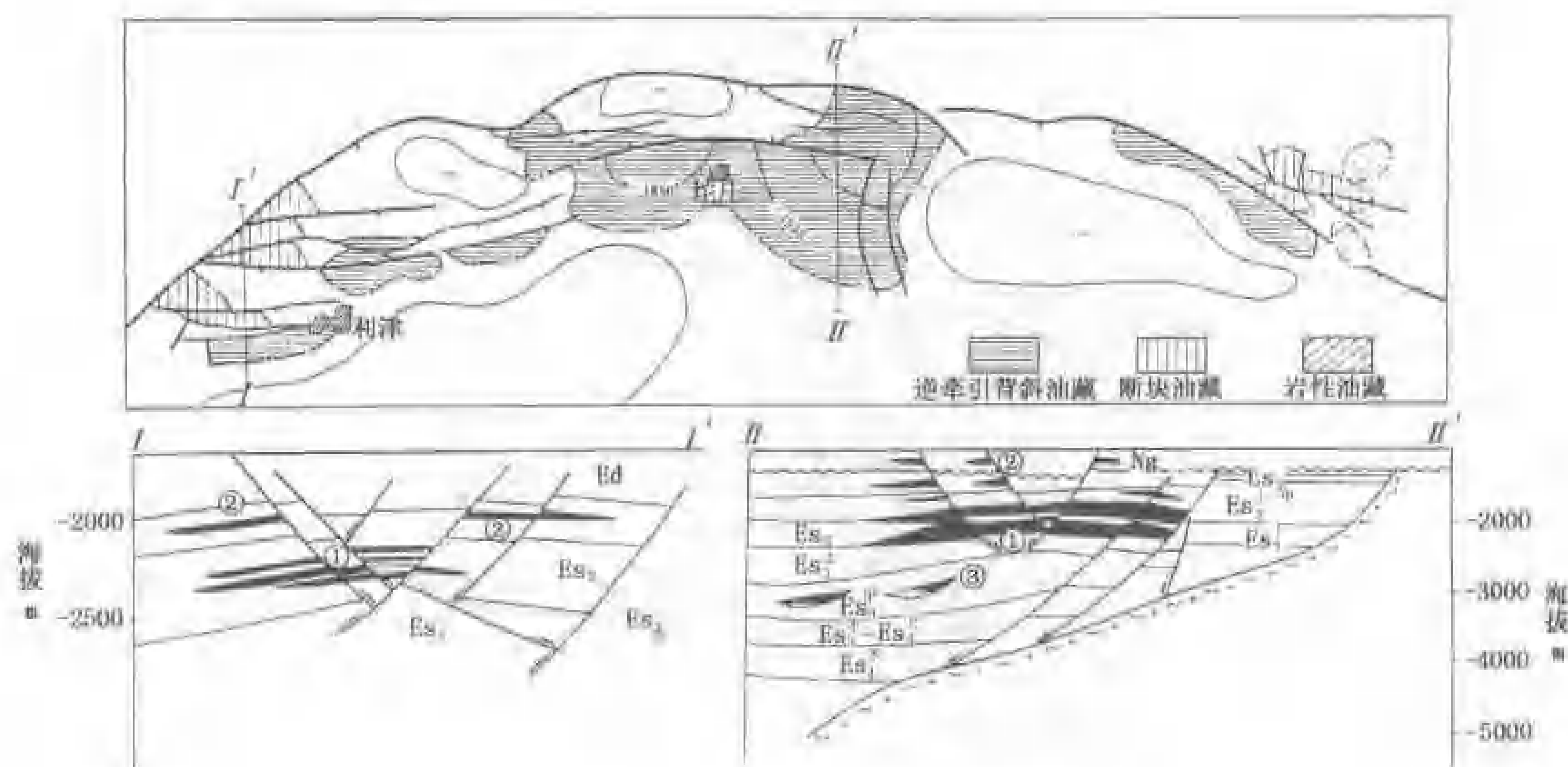


图 7－9 坨庄—胜利村油田构造及横剖面图（据胜利石油管理局）

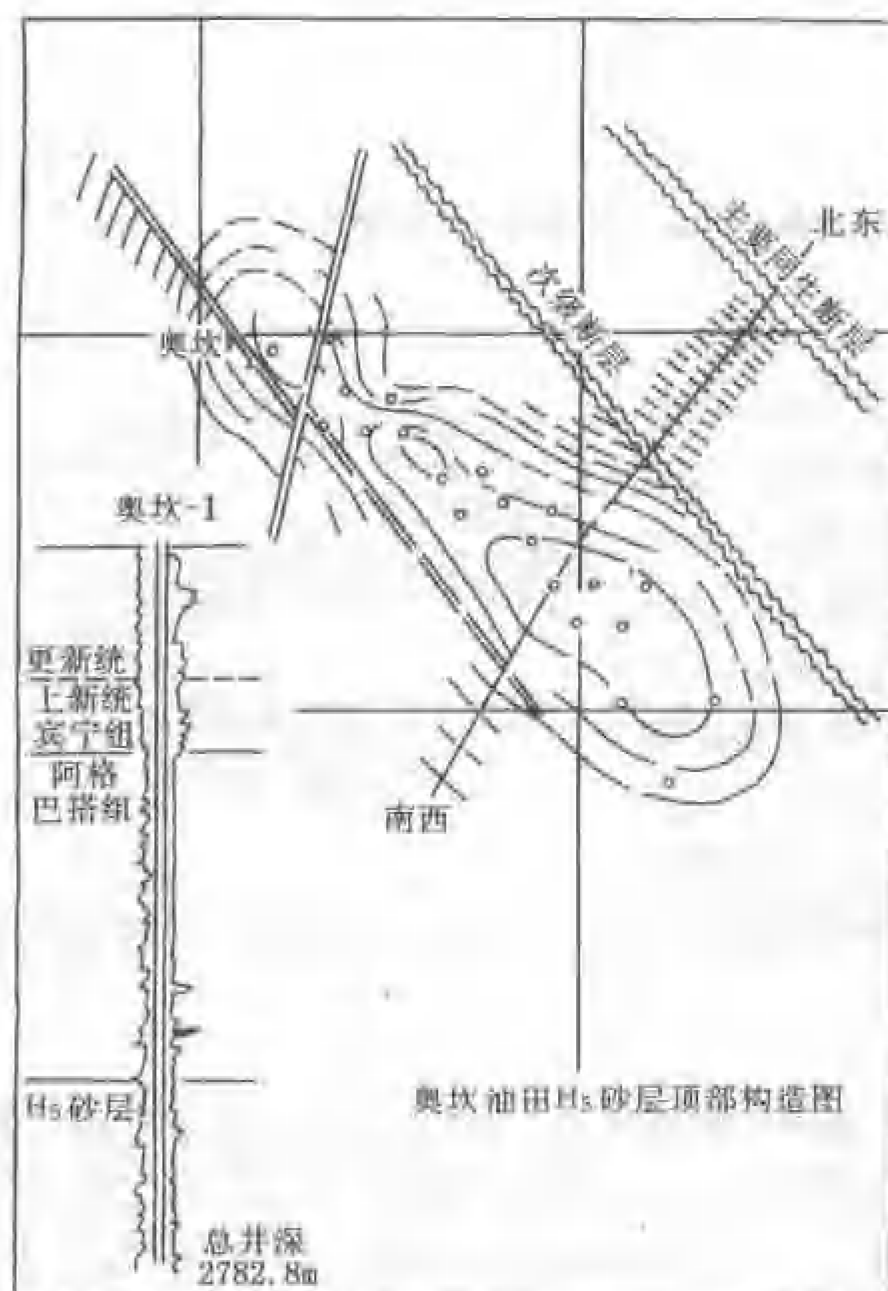


图 7－10 尼日利亚奥坎油田 H_5 砂层顶部构造图

成，有两方面的作用：封闭作用及通道或破坏作用。

1. 封闭作用

所谓封闭作用，是指由于断层的存在，使油气在纵、横向上都被密封而不致逸散，最后聚集成油气藏。

在纵向上，断层的封闭作用决定于断层带的紧密程度，主要取决于以下四个因素：

（1）断层的性质及产状。由于所受外力不同，产生不同性质的断层。受压扭力作用产生的断层，断裂带表现为紧密性的，常使断层面具封闭性质；而张性断层的断裂带常不紧密，易起通道作用。但这并不是说张性断层的封闭性一定比压扭性断层的差，渤海湾盆地中新生代地层中的断层几乎都是张性正断层，但都具有良好的封闭性能，断层的产状也影响其封闭性能，断面陡，封闭性差；断面缓，封闭性好。

（2）断层带内，由于地下水中溶解物质（如碳酸钙）沉淀，将破碎带胶结起来，形成所谓断层墙而起封闭作用。

(3) 在塑性较强的地层中（如泥岩）产生断层，沿断层面常形成致密的断层泥，可起封闭作用。在砂泥岩层系中，一般来说断开地层中泥质岩所占比率越大，其封闭性越好。

(4) 油气沿开启的断裂带运移过程中，由于原油的氧化作用，形成固体沥青等物质，堵塞了运移通道，也可起封闭作用。

在横向上封闭与否，取决于断距的大小，以及断层两侧岩性组合的接触关系。由于断层的断距在横向上和纵向上都有变化，在沉积盆地内岩性组合也变化多端。因此，断层能否起封闭作用，也是变化不一的。但是，其最基本的条件是断层两侧的渗透性岩层不直接接触，俗称"砂岩不见面"，就可起封闭作用；反之，则不能起封闭作用，如图 7－11 所示。一般情况下，对于由大段泥岩夹砂岩组成的剖面，断距小于泥岩厚度时，封闭条件较好；在大段泥岩层内的单层砂岩，受断距的影响也较小。形成断层圈闭的另一个基本条件是断层位于储集层的上倾方向。因此，在研究断层封闭时，必须注意断层面倾向与地层倾向间的组合关系，正确地判断出究竟是上升盘封闭，还是下降盘封闭。当断层两侧的地层向相反方向倾斜时，则上下盘都可能形成良好的圈闭条件。

断层圈闭的闭合高度及闭合面积，决定于断距的大小及其与盖层、储集层厚度的关系。若断距使盖层将储集层全部遮挡，如图 7－12（a）所示，则所形成圈闭的闭合高度大、闭合面积也大，圈闭面积等于溢出点（断层线与储集层顶面构造等高线的最低切点）等高线和断层线所圈闭的面积；若盖层只封闭住储集层的上部，则储集层上部的封闭部分亦可形成圈闭，但其闭合高度小于储集层的厚度，如图 7－12（b），其圈闭面积也小。

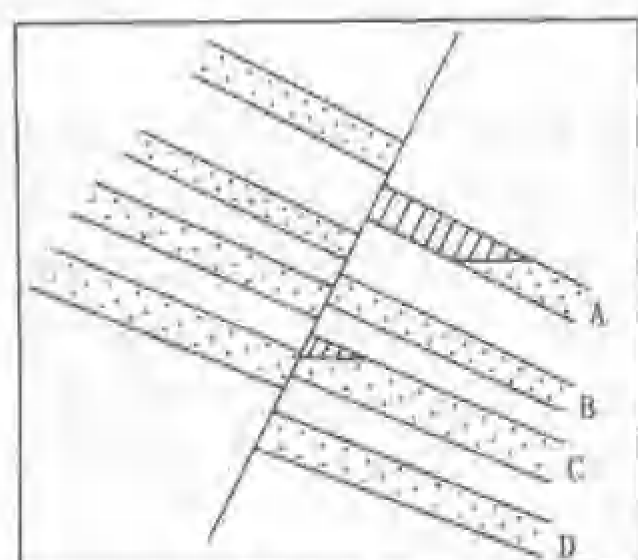


图 7－11 断层两侧岩性接触情况对断层圈闭封闭性的影响

A 层为完全封闭；B 层为不封闭；C 层为部分封闭

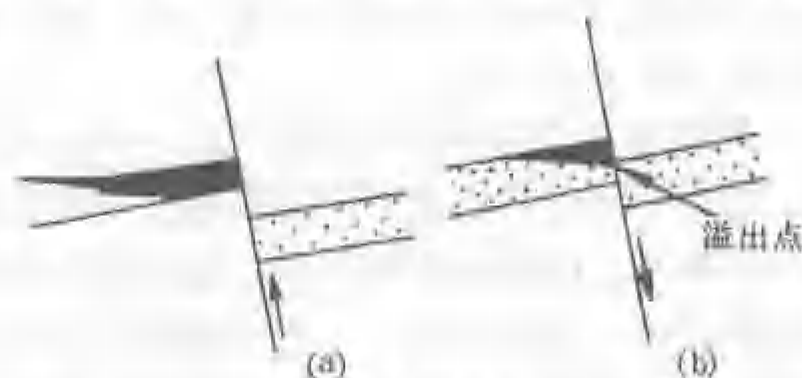


图 7－12 断层圈闭的大小与断距及断层两侧岩层接触情况的关系

从本质上来说，断层的封闭能力取决于断层面两侧对置岩层的排替压力差。通常在砂岩上倾方向被断层另一盘的泥岩相对置而形成断层圈闭，由于封堵泥岩具有较高的排替压力，可阻止油气横向运移，故可用烃柱高度来表示封堵能力（计算公式详见第四章第 3 节）。

在分析我国东部中新生代裂谷盆地中的大量张性正断层的封闭性时，应重点考虑断层填隙物对封闭性的影响。据研究，若错开岩层以泥岩为主，填隙物为泥质，则封闭性好；反之以砂岩为主，则封闭性变差[26]。

2. 通道和破坏作用

由于断裂活动开启程度高，常常破坏了原生油气藏的平衡状态，断层就成为油气运移的通道。如果遇到断层断至上部某一地层中而消失，且其上部有良好的盖层，则可形成次生油气藏。这种次生油气藏的层位往往与断层的部位相吻合。如大港油田，断层断开的最高部位

在离地面以下 600～700m 处，浅层次生油气藏也在此深度以下形成；又如东辛油田，纵向上含油气井段跨度逾 2 000m，最浅的含气层位明化镇组也是主要断层活动结束的层位。说明在这些地区，断层是沟通深部原生油藏与浅部次生油藏的重要通道[88]。

但是，也有的断层断至地面，油气可以完全逸散而破坏了油气藏，例如柴达木盆地的油砂山油田，本来为完整的背斜油藏，后因垂直构造轴线发生一条大断距的断层，将东侧油层抬高暴露于地面，油藏则全部遭到破坏，如图 7－13 所示。西侧油层下降，被断层封闭仍保留了商业性油藏。

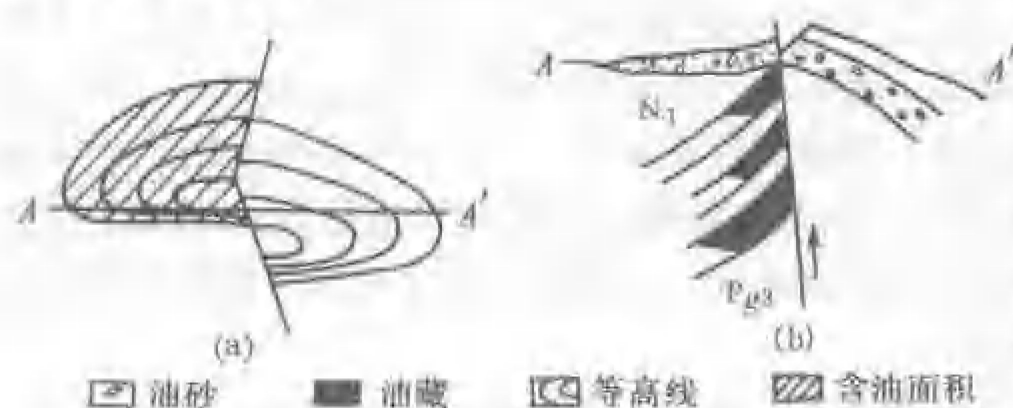


图 7－13　油砂山油田构造图（a）及剖面图（b）（据青海石油勘探局）

总之，断层对油气藏形成所起的作用具有两重性，既可以起封闭作用，也可以起通道和破坏作用。对一个沉积盆地内的断层，如何判断它们是起积极的封闭作用，还是起消极的破坏作用，应该从断层发育史与沉积和聚油期关系来研究。在我国东部地台区的一些断陷盆地内，有些发育早、断距大的基底断裂，常常控制沉积盆地的边界及生、储、盖组合的沉积范围。在其下降盘的凹陷内沉积厚，生、储、盖组合完整；在其上升盘往往缺失生、储、盖层的沉积，形成秃顶的突起。

伴随着上述老断层的不断活动，在盆地的边缘和中间的隆起部分，在盆地不断升降过程中，常发生走向和斜交的两组断裂，使构造带复杂化而成构造断裂带。这些断层对油气有的起封闭作用，有的起分隔作用，也有的起通道和破坏作用。但是，其中的主要断层常常是使油气富集的主要因素之一。例如准噶尔盆地克拉玛依油田的克—乌大断层、济阳拗陷坨庄—胜利村油田的胜北大断层等，都对油气聚集和油气藏的形成，起了极为重要的积极作用。而局部构造上的一些次要断层，往往断距比较小，对油气藏起复杂化的作用，影响含油高度、富集程度、控制油水界面的高低以及作为通道形成浅处的次生油气藏等等。

总之，不论哪一级断层，在整个地质历史发展过程中，变化是很复杂的，所起的作用也是多种多样的。我们可以根据断层的性质、断开层位的高低、断层两侧地层岩性厚度的变化、以及断层的活动情况等，来分析它们对油气藏形成所起的作用。如有的断层发生在聚油期以前，后期停止活动；有的断层发生在聚油期以后；有的断层与聚油期同时发生。有的断层是早期起封闭作用，后期起通道或破坏作用；有的断层是上部封闭下部不封闭，或者相反等等。总之，每条断层对油气藏形成所起的作用，要具体情况具体分析，不能用静止的观点去主观判断，而是要根据其发展历史全面地进行评价。

（二）断层油气藏的主要类型

断层圈闭的型式多种多样，可从不同角度进行分类。根据断层性质可将断层油气藏分为正断层遮挡油气藏和逆断层遮挡油气藏，在我国东部中新生界裂谷盆地中的油气藏均为正断层遮挡油气藏。根据断层倾向与储层倾向之间的关系，可将其分为同向正断层遮挡油气藏和反向正断层遮挡油气藏，前者断层与储集层倾向一致，通常断距大于储集层厚度方能形成圈闭；后者断层与储集层的倾向相反，断层与储集层构成屋脊形式，所形成的油气藏又称为屋脊断块油气藏。屋脊断块圈闭比同向正断层圈闭易于形成，故在断层遮挡油气藏中，大多数

为屋脊式油气藏。如渤海湾盆地东辛油田中的断层油气藏，屋脊断块油藏约占90%以上。

各类断层油气藏在成因上有着内在的联系，其最基本的共同点，就是它们都是在地层的上倾方向为断层所封闭。通常根据断层线与储集层构造等高线的组合关系，可分为下列几种类型。

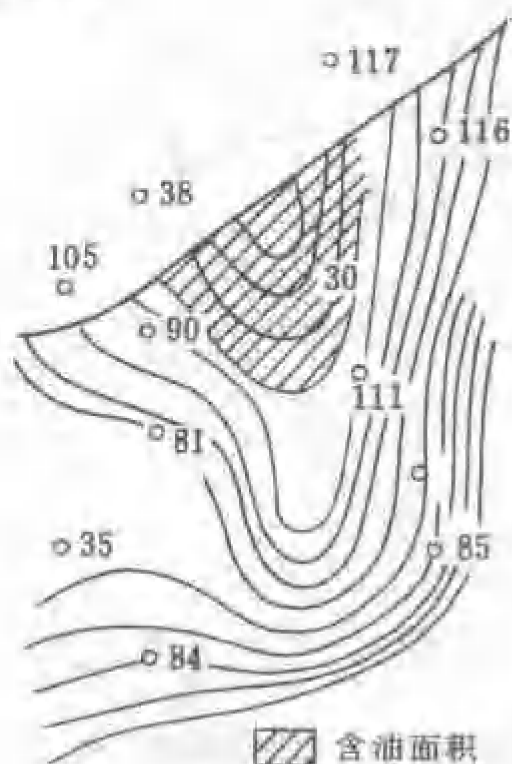


图7-14 断鼻状构造圈闭及油气藏

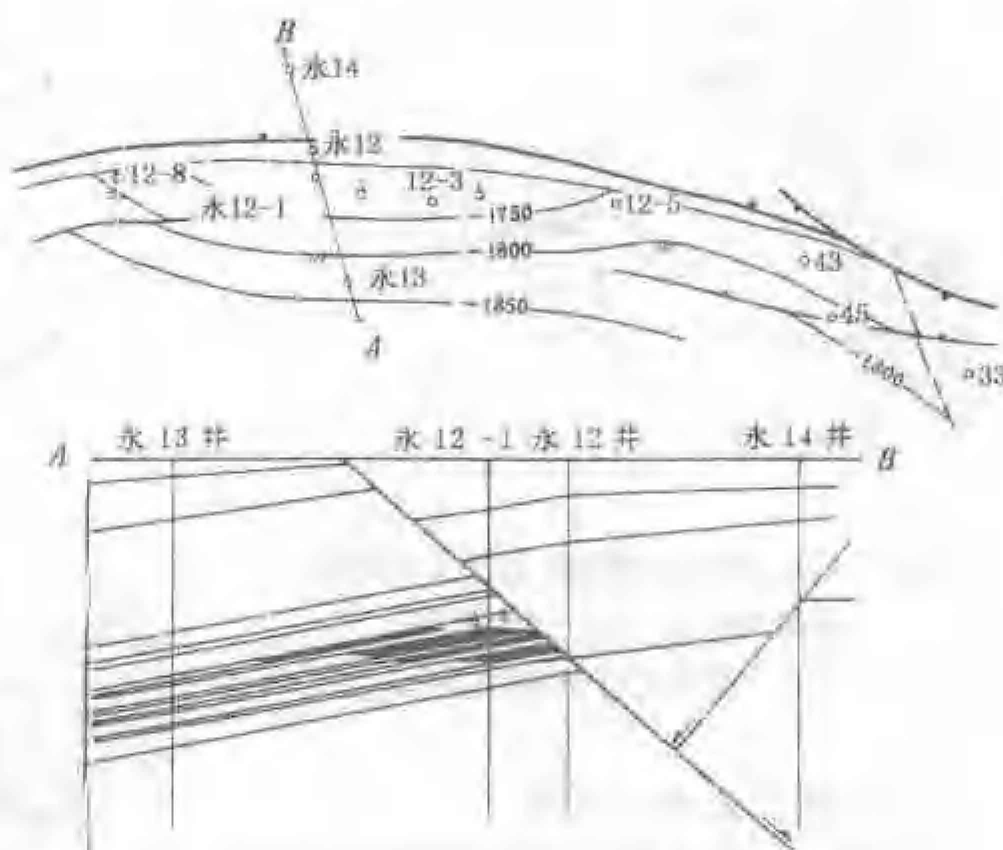


图7-15 永安镇油田永12断块构造及油藏剖面图（据王秉海等）

1. 断鼻构造油气藏

它是由断层与鼻状构造组成的圈闭及其油气藏。在区域倾斜的背景上，鼻状构造的上倾方向被断层所封闭，在其中聚集了油气就形成这种类型的油气藏（图7-14）。渤海湾盆地大量分布这类油气藏，如永安镇油气田永12断块沙二下油气藏。该油气藏储集层为沙二下块状砂岩，呈一向北抬起的鼻状构造，被近东西向延伸的北掉断层切割，形成断鼻油气藏。由于油气源充足，储层物性好，断层封堵能力强，因而含油气层厚度很大，最厚可达70多米（图7-15）[5]。

2. 弧形断层断块油气藏

在倾斜储集层的上倾方向，为一向上倾凸出的弯曲断层（弧形断层）面所包围；在构造图上表现为较平直的构造等高线与弯曲断层线相交，形成圈闭条件。如图7-16表示坨庄—胜利村油田的某一断层油气藏的示意图。

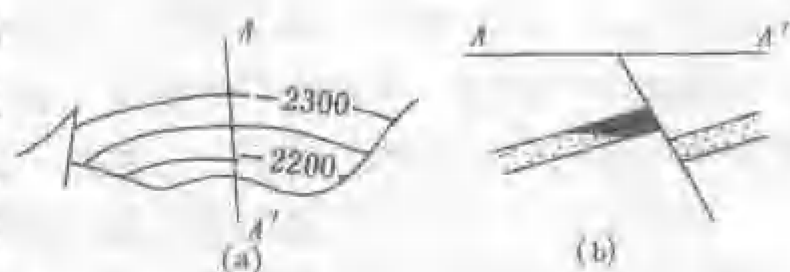


图7-16 坨庄—胜利村油田某一断层油气藏构造图（a）及剖面图（b）

3. 交叉断层断块油气藏

在倾斜储集层的上倾方向，为两条相交叉的断层所包围；在构造图上表现为较平直的构造等高线与交叉断层相交。青海柴达木盆地冷湖油田某断层油藏可以作为这类油气藏的典型实例（图7-17）。渤海湾盆地也分布有大量这种类型的油气藏。

4. 多断层复杂断块油气藏

在许多复杂断块区，往往有多组断层的交叉切割与地层产状相结合，组成各种几何形态

的含油气断块，遮挡的断层往往是多条，许多成为封闭断块，形成复杂断块圈闭。在储集层上倾方向及侧向被三条或更多的断层切割封闭，形成半封闭或封闭型断块，构造图上表现为多条断层与构造等高线构成闭合区，如东辛油田的营13断块区（图7－18）。

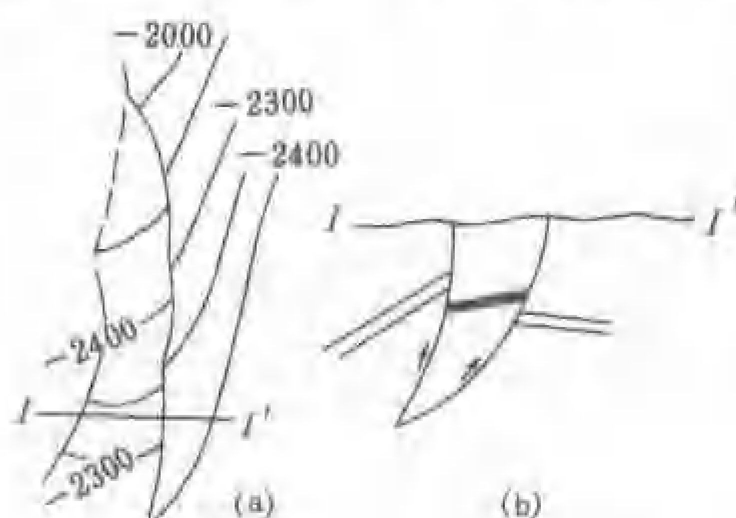


图7－17 柴达木盆地冷湖油田某断层油藏构造图（a）及剖面图（b）（据青海石油勘探局）

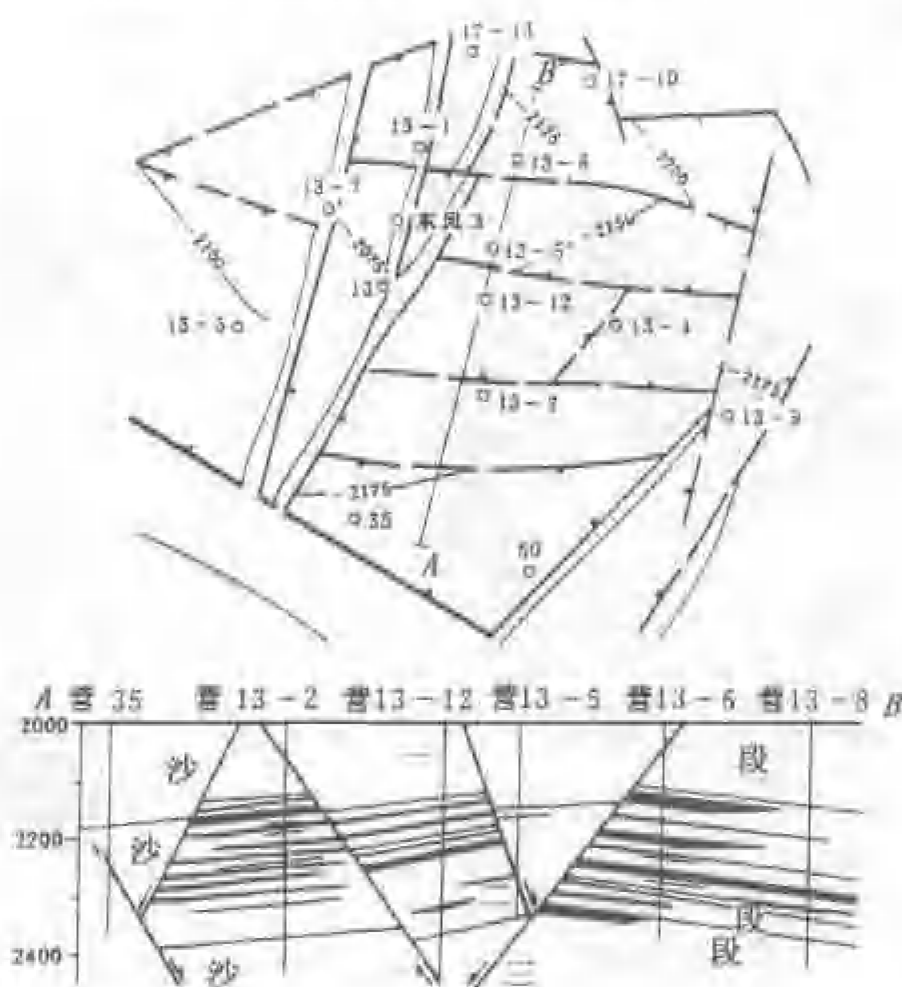


图7－18 东辛油田营13断块区油藏平面及剖面图

5．逆断层断块油气藏

这类油气藏出现在挤压盆地的边缘地区，由盆地边缘多组逆断层或逆掩断层与储集层结合而形成的各种形态的含油气断块。在逆掩断层上盘，形成了逆掩断块油气藏，在逆掩断层下盘，常常形成隐藏性掩覆断块油气藏，如克拉玛依油田北缘断块的一些油气藏。

上述五种断层油气藏的圈闭形式有一个共同点，就是必须形成一个闭合的空间。从构造图上看，在断层本身是封闭性的前提下，形成断层圈闭的必要条件是：断层线与构造等高线或与岩性尖灭线必须是闭合的。反之，不具备上述条件，就不能形成断层圈闭。

我国各含油气地区，尤其是渤海湾盆地，断层与储集层形成各式各样的圈闭组合形式，即形成大小、形态都不一样的断块，许多学者将这类断层油气藏称为断块油气藏，在实际工作中断块油气藏这一名称也广为使用。在不同地区，为了区分不同类型的断块油气藏，又根据断块的形态分为扇形、梯形、三角形、菱形等断块油气藏。

需要指出，断层油气藏与断块油气藏不宜作为同义语，后者应是前者的一部分，断块油气藏泛指那些靠封闭断层与不具构造形态的倾斜储集层组成的圈闭油气藏，常常是由多条断层将储集层分割成各式各样的断块，或者是由单一弯曲断层与倾斜储集层构成圈闭，单个圈闭小而破碎；而将断层与具有一定构造形态的鼻状构造组成的断层遮挡油气藏称为断鼻油气藏，这类油气藏含油面积往往较规则，储集层上倾方向为断层遮挡，含油范围常呈半背斜状。

断层油气藏有其自己的特点，特别是其复杂性和多样性，并且随着各个时期构造运动的性质和强弱的变化而变化。因此，石油地质工作者必须在复杂多变的情况下，分析研究其变化规律，使油气勘探工作更有成效。

三、岩体刺穿油气藏

（一）岩体刺穿油气藏的概念

由于刺穿岩体接触遮挡而形成的圈闭，称岩体刺穿圈闭。岩体刺穿油气藏则是指油气在岩体刺穿圈闭中的聚集。

按刺穿岩体性质的不同，可以分为盐体刺穿、泥火山刺穿及岩浆岩柱刺穿等。目前世界上在这三种岩体刺穿圈闭中都已经发现了油气藏。但是，从分布的广泛性来看，盐丘刺穿更为重要，如在罗马尼亚、德国、美国和原苏联等国，都发现有相当数量的盐体刺穿油气藏。而与泥火山及岩浆岩柱刺穿有关的油气藏，则仅在个别地区有所发现。

与刺穿构造有关的圈闭，除岩体刺穿圈闭外，还可形成背斜圈闭、断层圈闭等。后两类油气藏前已阐述，不再重复。

（二）形成机理和分布

地下岩体（包括盐岩、泥膏岩、软泥以及各种侵入岩浆岩）侵入沉积岩层，使储集层上方发生变形，其上倾方向被侵入岩体封闭而形成刺穿（接触）圈闭。与刺穿体有关的储集层上倾变形、变位（断裂），相应可形成背斜圈闭和断层圈闭。

刺穿油气藏的基本特点是油气在上倾方向一侧被刺穿岩体所限，其下倾方向油（气）水边界仍与规则等高线保持平行。

关于盐岩和泥火山活动，以及与其有关的底辟和刺穿构造的形成，国内外许多学者做了大量的研究工作。多数学者认为，膏盐和软泥常饱含大量的原生水，比其他沉积岩层的密度低，在上覆密度大的沉积层的不均衡重压下（静压或动压），使可塑性的膏盐或软泥发生流动，由高压区流向低压区；在流动过程中，遇到沉积岩层的薄弱带、如活动的同生断层或压差较大的低压区等，这些可塑性的膏盐流或软泥流就向上侵入或拱起，造成刺穿和底辟构造。因此，膏盐和软泥的刺穿或底辟常与同生断层密切联系在一起。

根据上述机理可知，形成刺穿或底辟构造的基本条件是地下深处存在相当厚度的膏盐或软泥层，厚度愈大，形成这种构造的可能性也就愈大；其次是上覆岩层存在压差变化比较显著的薄弱带。

上述两个基本条件，控制了刺穿接触圈闭及岩体刺穿油气藏的形成和分布。

（三）岩体刺穿油气藏的实例

1．盐体刺穿油气藏

地下深处的盐体，侵入并刺穿上覆的沉积岩层，形成盐体刺穿圈闭，其中聚集了油气，则称为盐体刺穿油气藏。例如罗马尼亚喀尔巴阡山前带的莫连尼油田的油藏，就属此类。该油田是盐体侵入并刺穿了上覆第三系渐新统和上新统的砂岩储集层，形成了盐体刺穿圈闭及其油气藏（图7－19）。

此外，在美国墨西哥湾地区、原苏联恩巴地区、德国北德意志盆地、西欧北海盆地，西非加蓬等地区都广泛分布有这种类型的油气藏。

2．泥火山刺穿油气藏

这是由于泥火山刺穿作用形成圈闭条件聚集了油气所形成的油气藏。例如原苏联阿普歇伦半岛泥火山发育，如洛克巴丹油气田中的油气藏就属此类。该油田为一背斜构造，构造顶部为泥火山所刺穿，第三系上新统储集层沿上倾方向与泥火山刺穿体接触，形成圈闭条件，聚集了油气，形成了油气藏，如图7－20所示。

我国新疆准噶尔盆地独山子油田，也有泥火山活动。此外，在尼日尔河三角洲、缅甸的

阿拉康海岸，以及特立尼达岛等地，也都有泥火山的活动及其有关的油气藏。

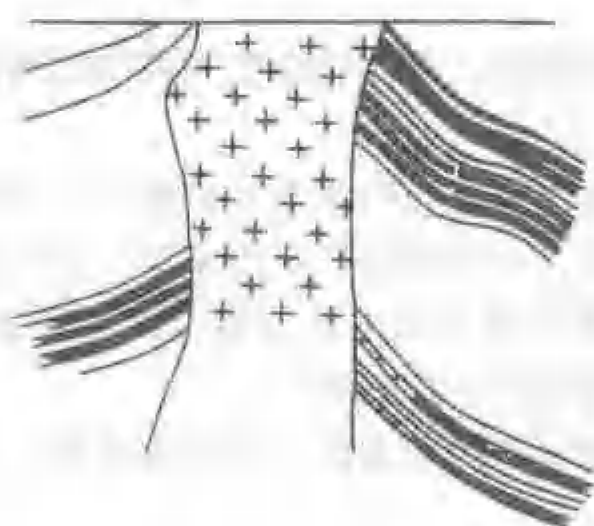


图 7－19 莫连尼油田横剖面图
（据 И. О. Брод）

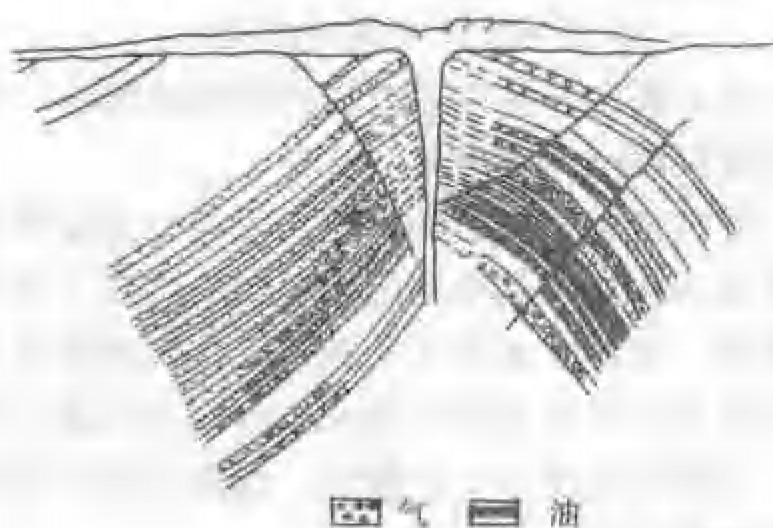


图 7－20 洛克巴丹油气田剖面图
（据 И. О. Брод，1950）

3．岩浆岩体刺穿油气藏

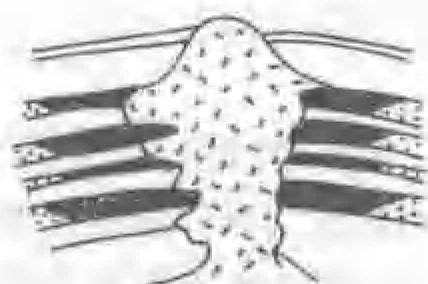


图 7－21 墨西哥的岩浆岩体刺穿油田横剖面图
（据 И. О. Брод）

地下深处的岩浆侵入并刺穿上覆沉积岩层，形成岩浆岩体刺穿圈闭，后来油气在其中聚集，就形成这类油气藏。例如在墨西哥曾发现过这样一个油田，如图 7－21 所示。其中的油气藏是属于岩浆岩体刺穿油气藏。这类油气藏比较少见。

四、裂缝性油气藏

（一）概述

所谓裂缝性油气藏，是指油气储集空间和渗滤通道主要为裂缝或溶孔（溶洞）的油气藏。在各种致密、性脆的岩层中，原来的孔隙度和渗透率都很低，不具备储集油气的条件。但是，由于构造作用，加上其他后期改造作用，使其在局部地区的一定范围内，产生了裂隙和溶洞，具备了储集空间和渗滤通道的条件，与其他因素（如盖层、遮挡物等）相结合，则可形成裂缝性圈闭。油气在其中聚集，则形成裂缝性油气藏。

岩层的裂隙可以是多种因素造成的，但构造作用最重要。岩层裂隙的产生和发展，在绝大多数情况下，都是与褶皱和断裂联系在一起的，因此将裂缝性油气藏归入构造油气藏类。裂缝性油气藏虽然常常与背斜油气藏、断层油气藏有密切关系，但仍有它自己的特殊性，与背斜油气藏、断层油气藏的勘探和开发有很大区别，所以把它单独列为一种油气藏类型，并说明它与背斜油气藏、断层油气藏在成因上既有密切联系，又有重要区别。

（二）裂缝性油气藏的特点

与其他类型油气藏比较，裂缝性油气藏常有如下特点：

（1）油气藏常呈块状。虽然裂缝性油气藏储集层的储集空间类型很复杂，而构造裂缝的发育，常可把各种类型的孔隙、裂隙联系起来，形成统一的孔隙—裂隙体系，把原来互相隔绝的裂隙、孔隙、晶洞、溶洞等储集空间沟通起来，形成一个统一的储集空间网络，其中聚集油气后所形成的油气藏也呈块状，具有共同的油—水界面、统一的压力系统。

（2）钻井过程中的特殊现象。在裂缝性油气藏的钻井过程中，经常发生钻具放空、泥浆漏失和井喷现象。据我国四川盆地二叠系、三叠系裂缝性气藏 44 口主要产气井的不完全统计，发生放空、漏失和井喷的约有 37 口，占总井数的 84％，放空和漏失的井段和层位，多

系生产层所在。如自流井气田的自 2 井，钻至井深 2 260.55m 时，钻具放空 4.45m，随之发生井漏，并造成强烈井喷。这个井段和层位恰恰就是该井的主要产气井段和层位。而且产量的大小，常和漏失程度有密切关系。所以，在现场工作的地质人员，常可根据钻具放空和漏失情况来初定产油气井段及层位，并估计其产量大小。

（3）实验室测定的油层岩心渗透率与试井测得的油层实际渗透率相差悬殊。一般裂缝油气藏储集层在实验室根据岩心测定的渗透率很低，而试井实际测得的渗透率却很高，相差悬殊。这是由于构造裂缝沟通了储集层的各种储集空间，形成一个畅通的渗流系统。例如波斯湾地区一些著名的裂缝性大油气田，它们原始的粒间孔隙度及渗透率都很低，而实际的渗透率却很高，油井产量也很高，油层压力稳定，且能保持长期高产。如伊朗的麦斯日德·依·苏莱曼油田，储集层的粒间孔隙度平均只有 5.6%，但其累积产油量却已超过 1.5×10^8t。虽然其原始渗透率很低，但产量却很高，这都是由于构造裂缝大大增加了储集层孔隙度和渗透率的结果。

（4）同一个油气藏，不同油气井之间产量相差悬殊。由于裂缝性储集层的孔隙性、渗透性分布不均，同一储集层的不同部位，储集性能可以相差悬殊，因此造成不同油井之间的产量差别甚大。高产井群中伴有低产井和干井，低产井群中伴有高产井。例如四川盆地的自流井气田中三叠统气藏，在郭家坳高产区中却存在有干井。对碳酸盐岩储集层来说，除各种原生孔隙是受沉积条件控制外，其他各种类型的裂隙、溶洞等多受构造运动及淋滤溶蚀作用等因素的直接影响，这是造成其分布不均匀的重要原因。

总之，裂缝性油气藏是一种比较复杂的油气藏类型，在勘探这类油气藏时，最重要的是分析和认识裂缝带的分布规律，因为正是这些次生裂缝带的分布及发育情况，控制了油气的富集程度。

（三）裂缝性油气藏实例

目前裂缝性油气藏在世界石油和天然气产量、储量中占有很重要的地位。中东波斯湾盆地和美国、原苏联、墨西哥等国家都在碳酸盐岩中找到了巨大的裂缝性油气藏，为这些国家石油及天然气储量、产量的增加起了重要作用。我国四川盆地也发现了相当数量的碳酸盐岩裂缝性油气藏，特别是裂缝性气藏具有悠久的历史，对我国石油及天然气工业的发展有重要意义。

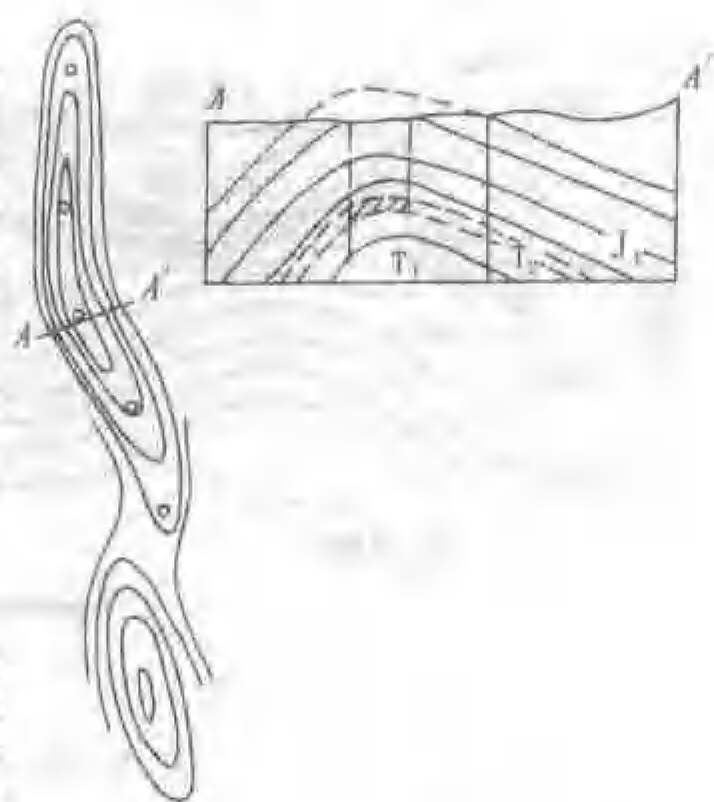


图 7－22　石油沟气田构造图及剖面图（据四川石油管理局）

1. 石油沟气田的三叠系气藏

石油沟气田位于四川盆地东南部，为轴向近南北的不对称长轴背斜，西翼陡，倾角达 45°～50°；东翼缓，倾角为 15°～30°；南北长约 40km，东西宽约 8～9km；闭合度为 1 100m。如图 7－22 所示。

石油沟气田的生产层主要是三叠系嘉陵江统石灰岩和白云岩，其上为硬石膏层盖层。据岩心分析，平均孔隙度仅 2%，渗透率小于 $1\times10^{-3}\mu m^2$。但试井结果，渗透率达几十到几万 $\times10^{-3}\mu m^2$，平均值高达 $3\ 000\times10^{-3}\mu m^2$ 以上。因此，这种良好的渗透性显然是由于次生裂缝造成的。

石油沟气田发育的裂缝有四组，走向裂缝最发育。这组裂缝构成了轴部附近裂缝发育带的主体，裂缝的延伸长度大、宽度大、密度也大。因此，轴部形成气藏的高产区。在翼部，裂缝发育程度较低，含气情况也较差。

裂缝发育程度与岩性也有一定联系。一般情况下，薄层比厚层岩层裂缝发育，质纯的碳酸盐岩比泥质含量高的岩层裂缝发育。

油气藏主要沿轴部裂缝带分布，开采过程中，沿轴向附近的相邻气井有明显的干扰，而垂直轴向的相邻各井间，干扰则不明显。

2. 伊朗加奇萨兰油气田的第三系阿斯马利灰岩油气藏

加奇萨兰油田位于波斯湾盆地扎格洛斯山前拗陷带，地面是由中中新统法尔斯组组成复杂的揉搓褶皱，而地下的第三系阿斯马利灰岩大型背斜向上至地表恰为向斜，地面、地下构造不符合，如图 7－23 所示。地下阿斯马利灰岩（主要储集层）为一顶部平缓、两翼陡达 50°的简单背斜，轴向北西西，长 70km，宽约 9km，闭合面积为 600 多 km^2，闭合高度为 3 000m 左右。

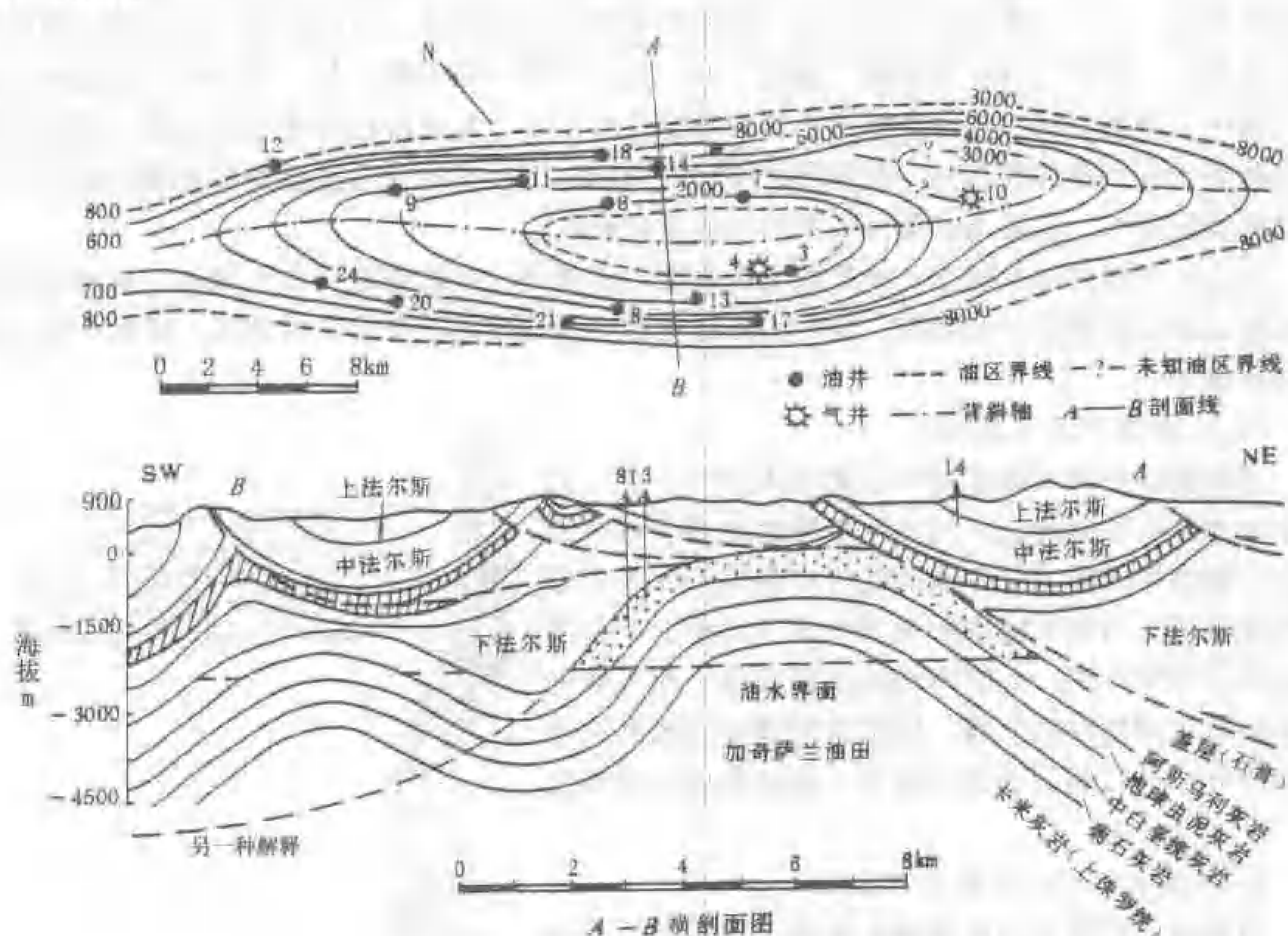


图 7－23 加奇萨兰油田构造图及剖面图

该油田有三套产油层，自上而下为：下中新统—渐新统的阿斯马利灰岩、中白垩统的萨尔维克灰岩和上侏罗统的卡米灰岩，其中以阿斯马利灰岩为最重要。阿斯马利灰岩与萨尔维克灰岩之间虽然隔有 600m 厚的抱球虫灰岩，但二者是通过裂缝沟通的，具有统一的压力系统，形成统一的油气藏。法尔斯组的膏盐层为良好盖层，厚 700m 以上，封闭条件极佳，油气藏高度达 2 100m 以上。阿斯马利灰岩为浅滩相沉积，主要由含生物碎屑和砂屑的灰泥灰

岩，以及含灰泥的砂屑灰岩组成。白云岩化和溶蚀作用比较强烈，孔隙性较好，但不均一。据统计，孔隙度大于 9%～13% 的好产层，平均仅占 13.8% 左右；孔隙度为 5%～9% 的差产层，约占 14.8%；孔隙度小于 5% 的致密层，约占 71.4%。各种不同孔隙度岩心的渗透率均很低，一般小于（10～20）$\times 10^{-3}\mu m^2$；极个别的达 $400\times 10^{-3}\mu m^2$。在这种情况下，高产的油气主要是靠裂缝提供通道。

油层原始压力为 14.4～24.5MPa，产油能力很高。位于西北端高产区的 35 号井，1961 年初产油量为 16 600t/d 以上，到 1967 年仍保持在 12 000t/d 以上。1974 年加大管线，日产油量高达 19 000t 以上。又如 1960 年投产的 24 号井，到 1972 年，12 年累积产油量达 2 700 $\times 10^4$t，单井日产油量仍保持为 8 000t。1974 年加奇萨兰油田共有 74 口生产井，平均单井日产油量为 4 200t。加奇萨兰油田有这样旺盛的产油能力，除与裂缝发育有关外，还与它天然驱动能力强有密切关系。

加奇萨兰油田的上述特点，对波斯湾盆地的碳酸盐岩裂缝性油气藏具有重要的代表性。正是由于这种油气藏的发现和开采，使波斯湾地区的石油储量和产量取得了高速度的增长。

3. 柴达木盆地油泉子油田中新统裂缝性油藏

油泉子油田位于柴达木盆地中央平缓背斜带，是一个不对称的似箱形背斜。北翼陡，倾角为 60°～80°；南翼平缓，倾角约 25°左右。储集层为中新统底部的裂缝性泥岩夹薄层石灰岩、泥灰岩和砂岩透镜体。石油主要聚集在一定深度范围泥岩的垂直裂缝和水平裂缝带内，与层位没有明显关系。单井产量相差悬殊，一般单井日产量为 0.5～4t；但少数高产井日产量可达数百 t。这主要与裂隙带的发育情况有密切关系。一般在裂缝发育带，形成油气富集带，产量也高；反之，裂隙不发育处，油气就不富集，产量也低，如图 7－24 所示。

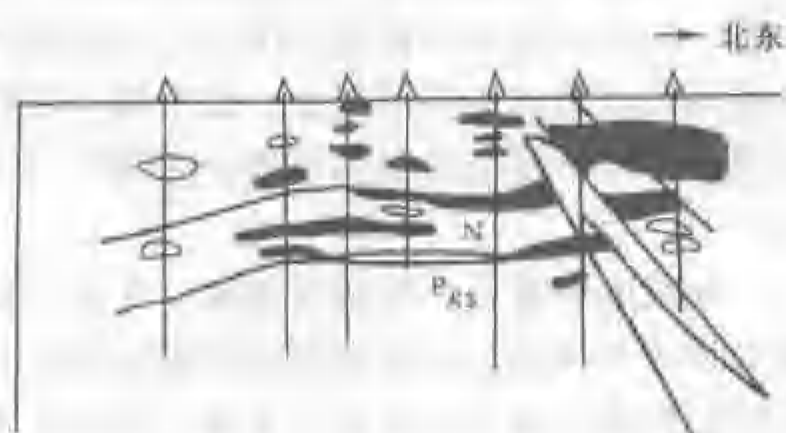


图 7－24 油泉子油田剖面图
（据青海石油勘探局）

我国陕北延长油田的三叠系延长统油藏，属于裂缝性砂岩油藏。美国的加利福尼亚州圣马利诺盆地、得克萨斯州米德兰盆地也分布有这种裂缝性泥岩、粉砂岩储集层的裂缝性油气藏。

构造油气藏，过去和现在都是最重要的一种油气藏类型。其中又以背斜油气藏及断层油气藏更为重要，因为它们在世界上分布最广泛。而岩体刺穿遮挡油气藏及裂缝性油气藏，实质上是比较特殊的油气藏类型，它们的形成条件和勘探方法都具有特殊性。

第 3 节 地层油气藏

地层圈闭是指储集层由于纵向沉积连续性中断而形成的圈闭，即与地层不整合有关的圈闭。在地层圈闭中的油气聚集，称为地层油气藏。显然，这里所指的地层圈闭是狭义的，是指储集层上倾方向直接与不整合面相切被封闭所形成的圈闭，不包括由于沉积条件的改变或成岩作用而形成的岩性圈闭。

地层圈闭与前述构造圈闭不同：构造圈闭是由于地层变形或变位而形成；地层圈闭则主

要是由于储集层上、下不整合接触的结果，储集层遭风化剥蚀后，又被不渗透地层所超覆，形成不整合接触。

在石油和天然气工业发展的初期，世界上油气勘探的主要对象是背斜构造。自从1917年发现委内瑞拉马拉开波盆地玻利瓦尔油区的许多巨大地层油气藏，1930年又发现美国的东得克萨斯大油气田，并查明它是地层油气藏以后，地层油气藏日益引起人们的重视。特别是在近几十年来，随着勘探技术的不断改善，在世界各地发现的地层油气藏愈来愈多。它们不仅数量多、分布广，常常储量也很大，其类型也是多种多样。油气勘探实践表明，易于发现的构造油气藏总是最先被发现，但随着一个地区勘探程度的增加，包括地层油气藏在内的非构造油气藏的比例会不断增加。

目前在世界石油和天然气的产量、储量中，地层油气藏是一个重要方面。综合世界上可采储量超过0.7×10^8t（5×10^8bbl）的巨型油田和$990\times10^8m^3$（$3.5\times10^{12}ft^3$）的巨型气田的情况来看，除波斯湾和原苏联外，在134个油气田中，43%的石油储量和30%的天然气储量是在地层圈闭中，波斯湾盆地和原苏联的大油气田主要是构造圈闭类型。因此，在这两个地区，地层油气藏在油气的总储量和总产量中占的比例就较小。从我国的区域地质构造特征来看，地壳运动的多旋回性决定了在沉积岩系剖面中，沉积间断及各种不整合现象甚多。在东部地台区的古生界沉积中，这个特点很明显，而广泛发育在各沉积盆地中的中、新生代陆相沉积，与下伏老地层为不整合接触，为形成各种类型的地层油气藏创造了极为有利的条件。

地层圈闭既是一种地层现象，又是一种构造现象。不整合对地层圈闭起主导作用，但通常必须与其他构造因素或岩性因素结合在一起构成封闭区。根据储集层与不整合面的关系，地层油气藏大致可以分为三大类：即位于不整合面之下的地层不整合遮挡油气藏和位于不整合面之上的地层超覆不整合油气藏，还有生物礁块油气藏也应归入地层油气藏中。而那些储集层在不整合面之上和之下未与不整合直接接触，由其他因素形成的油气藏，均不属于地层油气藏。如图7－25所示，B、C是位于不整合面之上的地层超覆油气藏，D、E为不整合面之下的地层不整合遮挡油气藏；A、F分别为岩性尖灭和背斜油气藏。

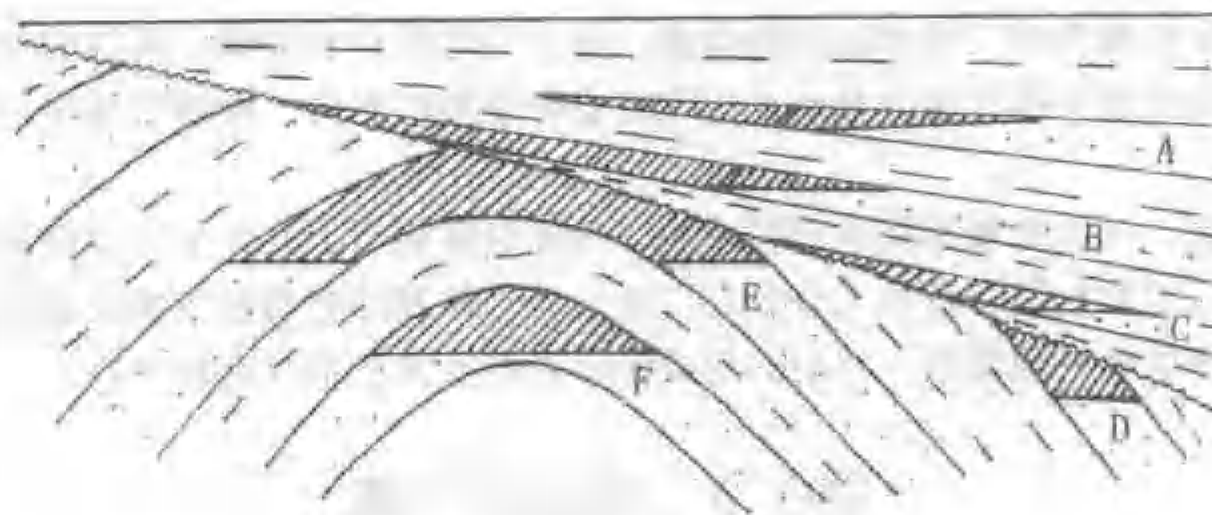


图7－25　地层油气藏及其与非地层油气藏之间的区别示意图

一、地层不整合遮挡油气藏

世界油气勘探经验表明，不整合面的上下常常可成为油气聚集的有利地带。这里所指的不整合是广义的，既包括角度不整合，也包括平行不整合（假整合）。地层不整合遮挡油气

藏主要是与潜伏剥蚀突起及潜伏剥蚀构造有关。剥蚀突起或剥蚀构造被后来沉积的不渗透地层所覆盖，就形成地层不整合遮挡圈闭，油气在其中聚集就形成地层不整合遮挡油气藏。随着地球物理勘探方法的日益发展以及深井钻井技术的日益提高，在世界各地发现的与地层不整合有关的潜伏剥蚀突起油气藏及潜伏剥蚀构造油气藏愈来愈多，其中不少是属于世界性的大油气田，在石油及天然气工业的发展中日益显得重要。我国塔里木和华南地台古生界及三叠系的碳酸盐岩地层甚为发育，华北地台中、上元古界和下古生界的碳酸盐岩地层也较发育，而且存在着长期的沉积间断或不整合接触关系，潜伏剥蚀突起或潜伏剥蚀构造广泛分布，寻找这种地层不整合遮挡油气藏的远景是很大的。

（一）*地层不整合遮挡圈闭的形成机理*

地层不整合遮挡圈闭的形成，与区域性的沉积间断及剥蚀作用有关。在地质历史的某一时期，地壳运动使一个区域上升，受到强烈风化、剥蚀的破坏。坚硬致密的岩层抵抗风化能力强，在古地形上呈现为大的突起；而抵抗风化能力较弱的岩层，则形成古地形中的凹地。因而显示出了高山、丘陵、平原、沟谷、河湖等古地貌的景观。后来，在该区域尚未被剥蚀成为平原时，又重新下降，同时又被新的沉积物所掩埋覆盖，这样就在原来古地形的基础上，形成了一系列的潜伏剥蚀突起或潜伏剥蚀构造，或称为“古潜山”。这种古地形的突起，由于遭受多种地质营力的长期风化、剥蚀，常形成破碎带、溶蚀带，具备良好的储集空间，当其上为不渗透性地层所覆盖时，则形成了地层不整合遮挡圈闭，成为油气聚集的有利场所（图 7－26）。

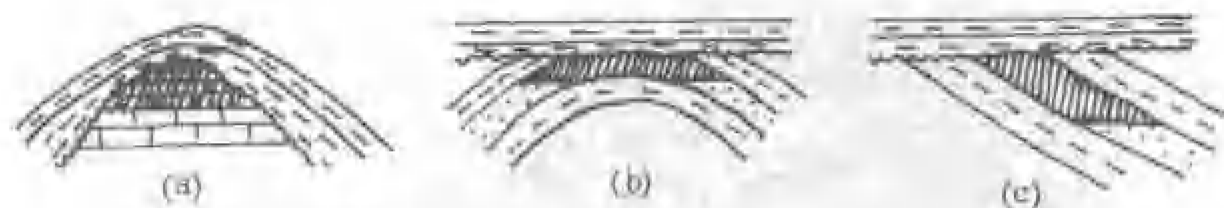


图 7－26　地层不整合遮挡圈闭示意图

（a）潜伏剥蚀突起圈闭；（b）潜伏剥蚀背斜构造圈闭；（c）潜伏剥蚀单斜构造圈闭

古地形突起与构造的关系是多样的。有时古地形突起与古构造隆起一致，形成所谓的古正地形。这种古构造隆起，可以是背斜［图 7－26（b）］；也可以是单斜构造［图 7－26（c）］，这种古正地形突起形成的圈闭称潜伏剥蚀构造圈闭。有时古地形突起是形成于古构造的凹陷处，即所谓的古负地形；也有的古地形突起是在古块断隆起的基础上形成的，这时形成的圈闭可称为潜伏剥蚀突起圈闭［图 7－26（a）］。

组成古地形突起的岩石，可以是石灰岩、白云岩、砂岩、火山岩、岩浆岩及变质岩等，它们的共同特点是：坚硬突出，经过长期的风化、剥蚀和地下水的循环作用后，都具有良好的储集性质，为油气储集创造了良好条件。

（二）*地层不整合遮挡油气藏的形成条件*

地层不整合遮挡油气藏在地台区及褶皱区都有分布。但是，根据目前已发现的这类油气藏的分布情况来看，在地台区较多。这可能是由于地台升降运动较频繁，沉积岩系之间沉积间断较多，容易在下伏构造层遭到风化剥蚀后，再度下降被新沉积物所覆盖；并且地台区的基底隆起和基底断裂发育，容易形成一系列的剥蚀突起和剥蚀构造，当它们被上覆不渗透地层所覆盖时，就形成了良好的圈闭条件，当然在褶皱区的沉积盆地中，褶皱、断裂作用显著，特别是在盆地边缘，不整合现象普遍，同样会发育这种类型的圈闭条件。

地层不整合遮挡圈闭中聚集的油气，主要是来源于其上覆沉积的生油拗陷，它们的运移通道以不整合面或有关的断层为主。因此，地层不整合遮挡油气藏中的油气储集层时代，常比生油岩的时代老，即所谓的“新生古储”。当然也有的油气藏储集层时代与生油岩时代相同或生油岩时代老于储集层的时代。对于这种类型的油气藏，我们将通过对一些著名油气藏实例的介绍，进一步阐明其特点。

（三）地层不整合遮挡油气藏的实例

目前世界上已经发现的地层不整合遮挡油气藏数量甚多，潜山油气藏是地层不整合遮挡油气藏的主体。按潜山储层的岩性，可分为碳酸盐岩潜山油气藏、碎屑岩潜山油气藏、结晶岩潜山油气藏（如花岗岩、变质岩）等，也可为多种岩石组成，不同岩性潜山油气藏的形成特点不尽相同。根据潜山的成因及形态，可分为潜伏剥蚀突起油气藏和潜伏剥蚀构造油气藏两类。

1. 潜伏剥蚀突起油气藏

这类油气藏是指古地形突起（没有明显的构造形态）被上覆不渗透地层所覆盖形成圈闭条件，油气聚集其中而形成的油气藏。

美国西内部盆地的尼马哈潜山带、维启塔—阿马利罗潜山带、中央堪萨斯隆起等地区，都是潜伏剥蚀突起油气藏集中分布的地方。例如潘汉得尔油气田就是位于维启塔—阿马利罗潜山带上的一个特大油气田，如图 7－27 所示。

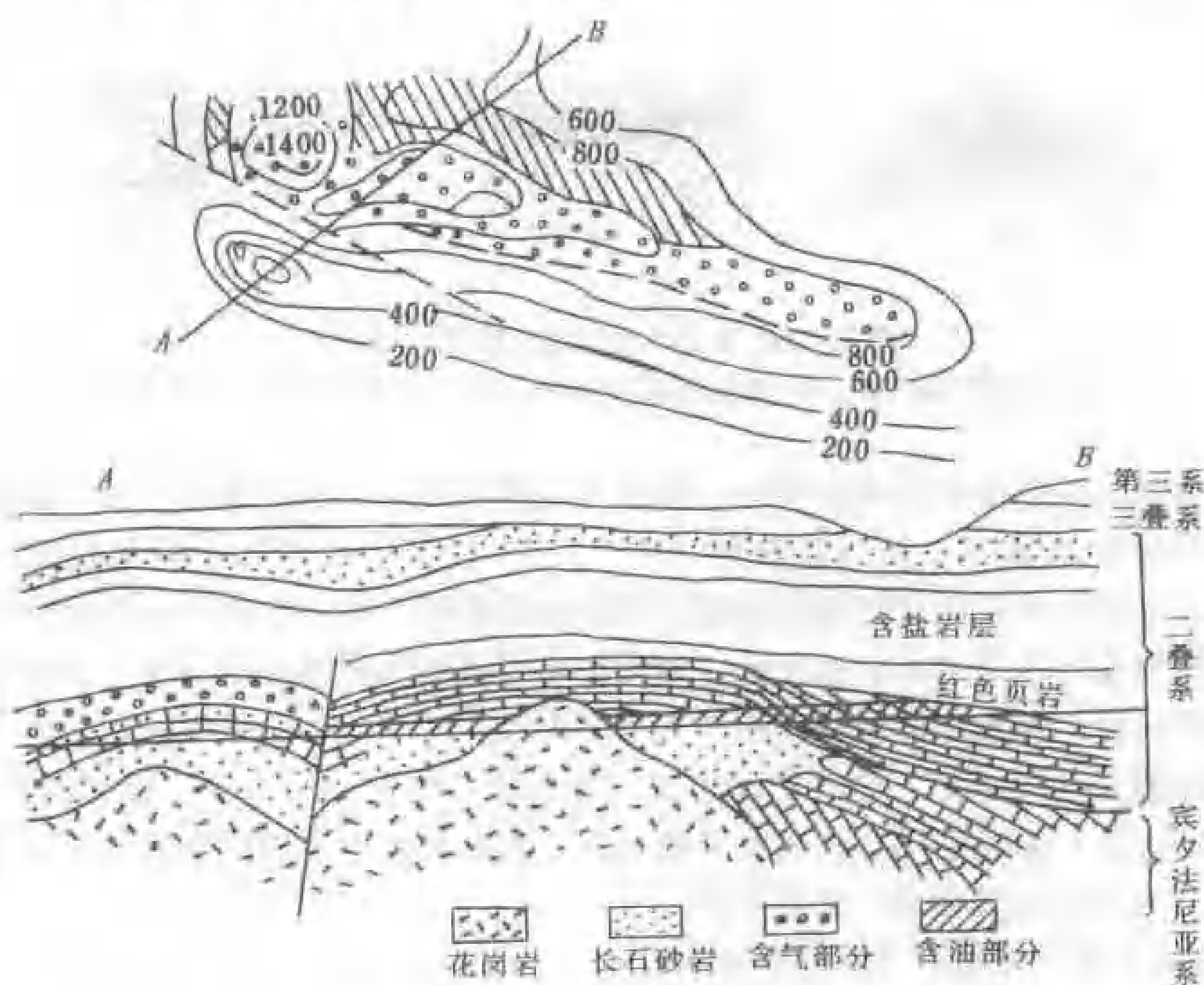


图 7－27　美国潘汉得尔油气田构造图及剖面图

潘汉得尔油气田的含油气面积达 6 000km^2，天然气累计产量已超过 $7\,000\times10^8$m^3，累计产油量已超过 1.25×10^8t。该剥蚀突起是由前寒武系花岗岩、长石砂岩及上古生界碳酸盐岩共同组成一个巨厚的块状储集层。其上为二叠系所覆盖，特别是二叠系盐岩成为良好的盖

层，形成一个巨大的块状油气藏，具有统一的油水界面。含油气高度达 400m，含油部分主要位于潜伏剥蚀突起北侧。

我国任丘油田也是一个典型的潜伏剥蚀突起油气藏。该油田是我国在 70 年代新发现的高产大油田之一。其剥蚀突起主要由中、上元古界雾迷山组硅质白云岩组成，围翼为寒武系、奥陶系的碳酸盐岩地层。该剥蚀突起自晚奥陶世到早第三纪漫长的地质时期中，一直出露地表，长期遭受风化、剥蚀、溶解以及历次地壳运动的作用，使得裂隙、孔洞都很发育，具备极好的储集性能。后来被下第三系巨厚的泥质沉积所覆盖，成为良好的盖层，也是生油层，构成了良好的潜山圈闭。下第三系生油岩生成的石油，进入该圈闭中聚集起来，形成了储量丰富的高产大油田，如图 7－28 所示。

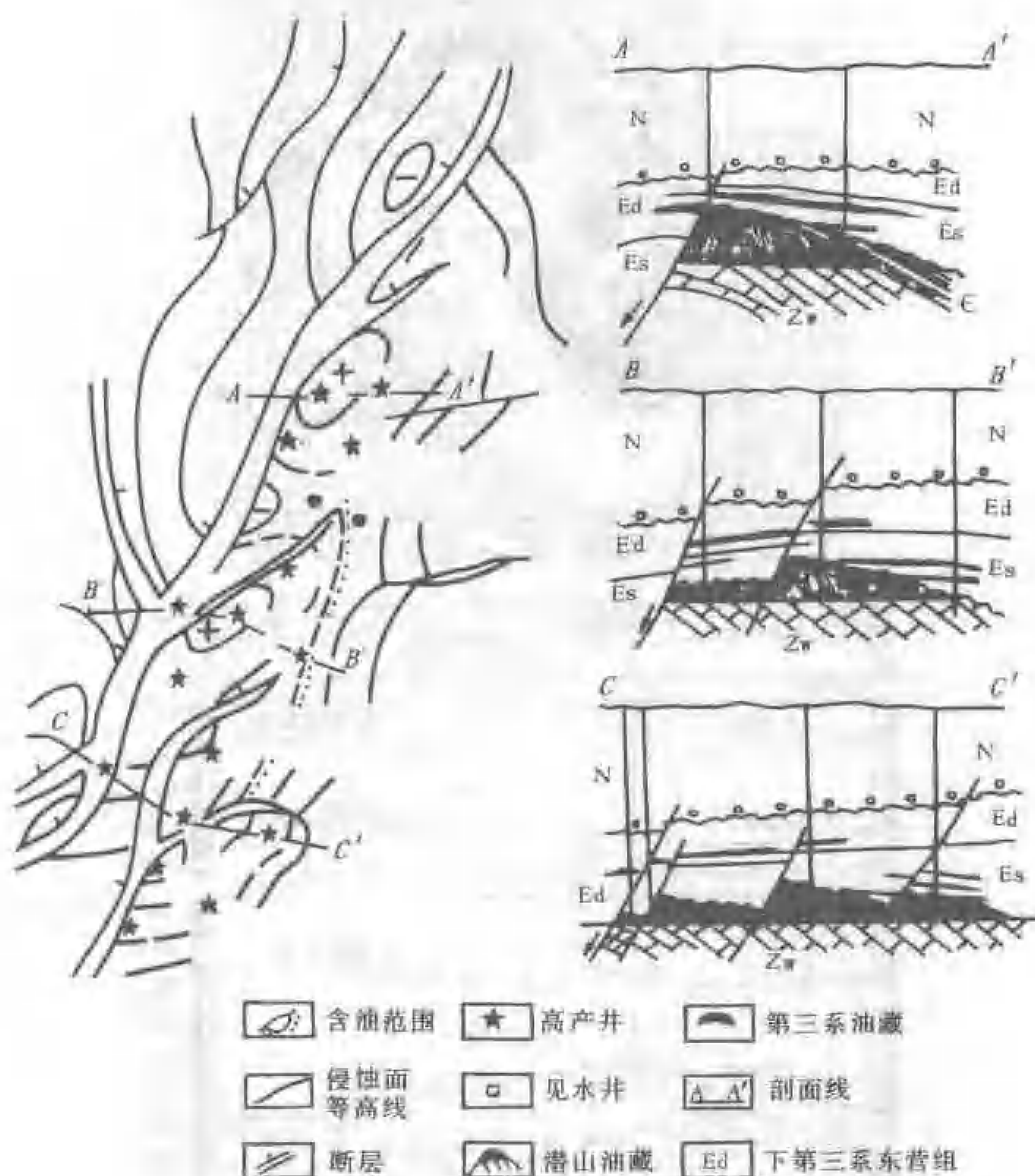


图 7－28　任丘油田平面图及剖面示意图（据华北油田）

我国华北含油气盆地的其他拗陷，以及准噶尔、酒泉等其他含油气盆地中，也同样分布有相当数量这种类型的油气藏。如济阳拗陷的王庄太古界基岩油藏，太古界花岗岩潜山被下第三系覆盖，形成了一个典型的潜山油藏。

2. 潜伏剥蚀构造油气藏

这类油气藏是原来的古构造（如背斜等）被剥蚀掉一部分，后来又被新的沉积层不整合覆盖，形成圈闭条件，油气聚集其中而成的。根据构造形态，可分为两类：潜伏剥蚀背斜油气藏和潜伏剥蚀单斜油气藏。

北非阿尔及利亚的哈西—迈萨乌德油田是著名的潜伏剥蚀构造油气藏的实例。该油田位于阿尔及利亚撒哈拉大沙漠东部，距地中海 560km，油气是聚集在一个顶部遭受剥蚀的大背斜中，属潜伏剥蚀构造圈闭。产油层为寒武系砂岩，深约 3 300m，油田含油面积 1 300km²，油藏高度 270m。石油地质储量 34.7×10^8t，单井平均日产量为 800t 左右，全油田日产油量为 52 000t 以上，是特大高产油田，如图 7－29 所示。

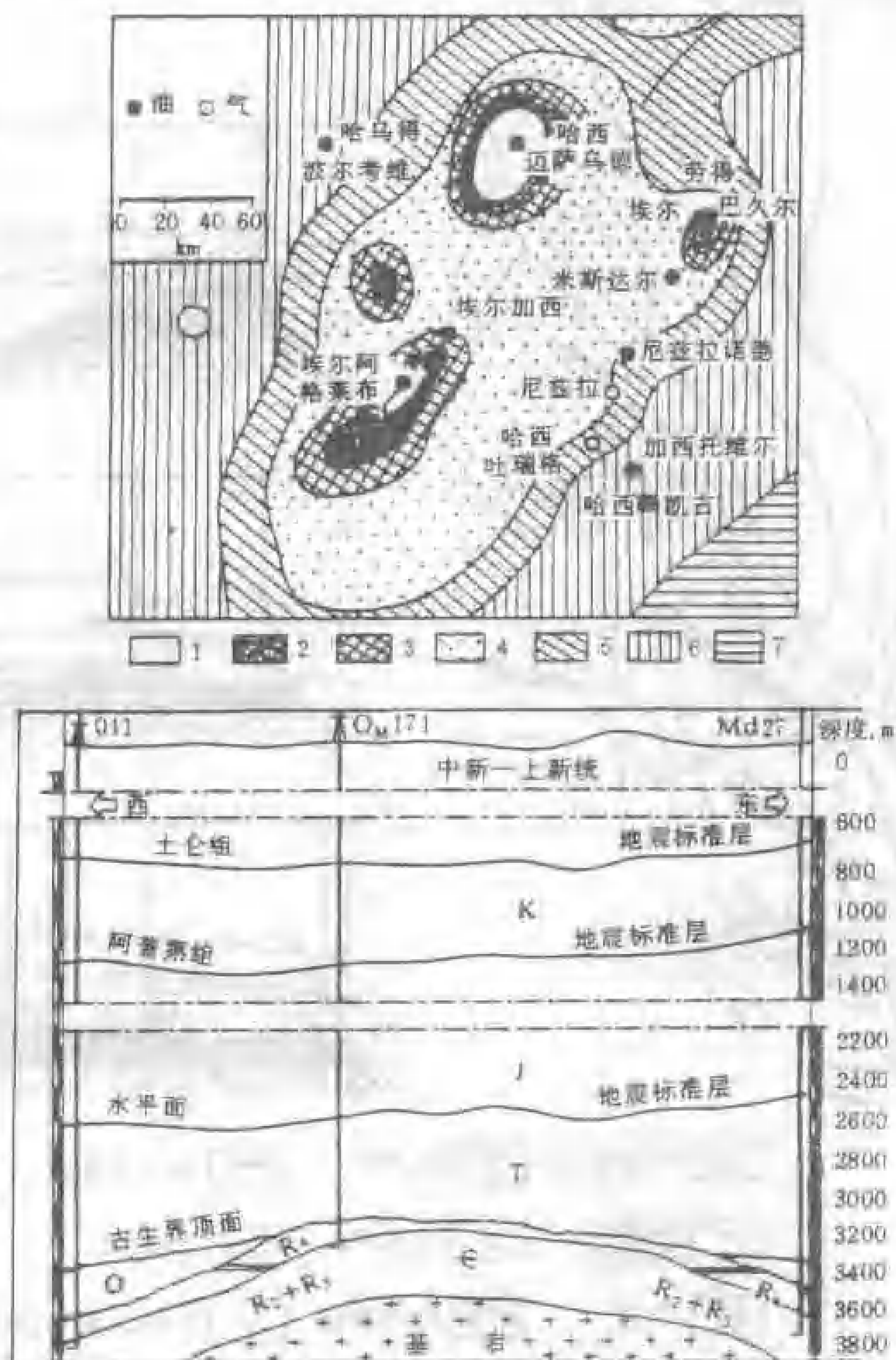


图 7－29 哈西—迈萨乌德油田平面及剖面图

1—寒武系；2—埃尔加西砂岩；3—埃尔加西粘土；4—纳姆拉石英岩；5—上奥陶统；6—志留系；7—泥盆系

该油田的背斜构造于加里东期上升，长期遭到剥蚀，隆起顶部露出寒武系砂岩；至三叠纪时才开始被盐岩及红色页岩所覆盖，形成良好的潜伏剥蚀构造圈闭。同时由于三叠系的沉

积，使地下温度、压力升高，距哈西—迈萨乌德西北40km凹陷内的志留系黑色页岩具备了二次生油的条件，所生成的石油沿不整合面运移至哈西—迈萨乌德潜伏剥蚀背斜构造圈闭中聚集起来，形成了目前的大油田。

美国阿拉斯加的普鲁德霍湾油田可以作为潜伏剥蚀单斜构造油气藏的典型例子。该油田位于阿拉斯加北极的巴罗隆起上，是世界上最北的油田，在北极圈以北425km，也是北美最大的油田。位居世界第七特大油田，其石油可采储量为13.12×10^8t，天然气7 362.4×10^8m^3。该油田东西长64km，南北宽32km，面积约2 000km^2，为一向西南倾伏的鼻状构造，北部被断层所切，东部被不整合削蚀，其上被下白垩统海相页岩不整合封闭。主要储集层为二叠系、三叠系和侏罗系砂岩，如图7－30所示。

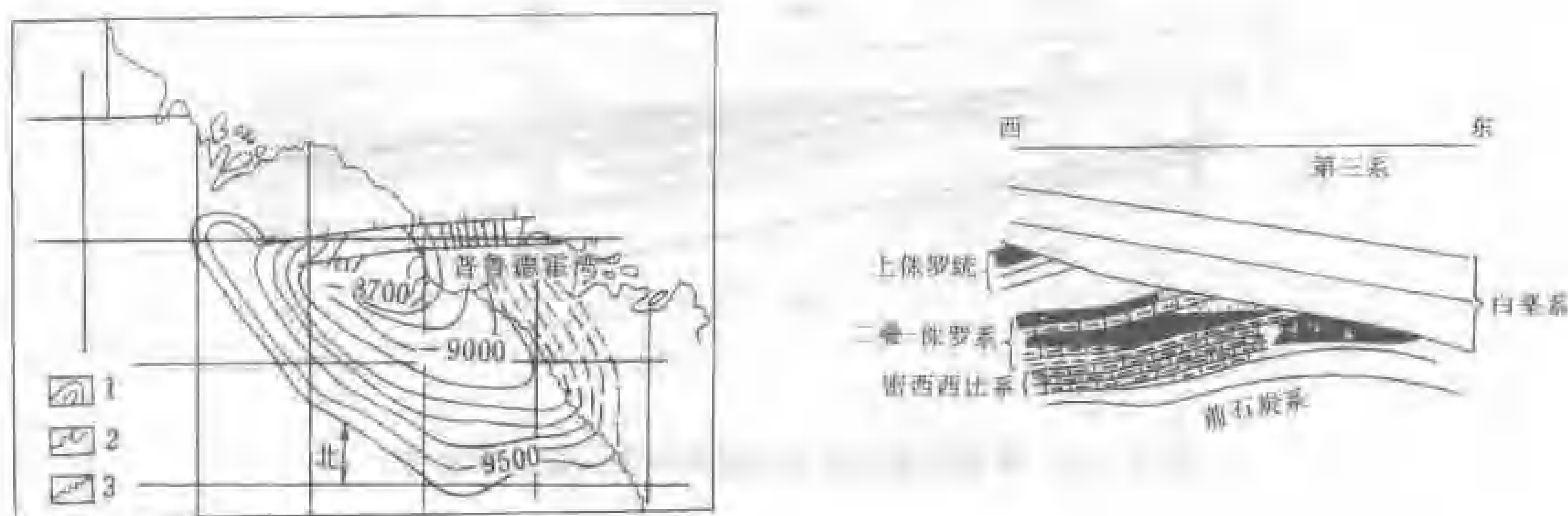


图7－30　普鲁德霍湾油田中生界底部附近反射层的构造解释图及剖面图

储集层孔隙度为23%～25%，渗透率约$200\times10^{-3}\mu m^2$；原油粘度低，有气顶。生产层深度为2 000～3 000m。该油田发现于1968年，第一口探井日产油量为330t。

我国渤海湾盆地济阳拗陷金家油田沙河街组油气藏也属潜伏剥蚀单斜构造油气藏。该油田位于东营凹陷南坡，南接鲁西隆起，下第三系由南向北倾斜。渐新世末的构造运动形成了沙一段与沙二、沙三段之间及馆陶组与下伏地层之间的不整合。馆陶组底部发育10～50m厚的泥岩，与鼻状构造背景配合，形成了一系列的地层不整合油气藏。由于油气藏埋藏较浅，为800～1 200m，原油遭生物降解及氧化而变稠（图7－31）。

二、地层超覆油气藏

地壳的升降运动及其差异性，常可引起海水或湖水的进退。这种水体进退的结果，在地层剖面上就表现为"超覆"和"退覆"两种现象，如图7－32所示。

地层超覆是指当水体渐进时，沉积范围逐渐扩大，较新沉积层覆盖了较老沉积层，并向陆地扩展，与更老的地层侵蚀面呈不整合接触。从剖面上看，超覆表现为上覆层系中每一地层都相继延伸到下伏较老地层边缘之外，并且在同一柱状剖面中，由下向上沉积物愈来愈细；地层退覆是在水体渐退时发生的，较新沉积层的范围愈来愈小。在实际的地质环境里，单纯的水进岩系层位迁移和单纯的水退岩系层位迁移都是少见的，多数见到的却是水进与水退交替出现，在剖面上则表现为超覆不整合面与退覆削蚀面相交，如图7－32所示。岩石结构上则是由下向上颗粒由粗变细再变粗，构成一个完整的沉积旋回。由于地壳运动的方向、速度及幅度不断变化，海水或湖水的进退也就变化多端，在地层剖面上反映出超覆与退覆的交替情况也多种多样。所有这些变化都可以形成各式各样的地层圈闭。因此，在各沉积盆地



图 7－31　金家油田构造及油藏剖面图（据王秉海等）

中，详细分析地质历史上水陆变迁情况和各个地质时期的古地理状况，对寻找地层超覆油气藏有着重要意义。



图 7－32　超覆与退覆示意图

（一）地层超覆圈闭及其油气藏形成特点

水体渐进时，水盆逐渐扩大，沿着沉积拗陷边缘部分的侵蚀面沉积了孔隙性砂岩，分选较好，储集性质也好；随着水盆继续扩大，水体加深，在砂层之上超覆沉积了不渗透泥岩，其结果形成地层超覆圈闭，油气聚集其中就形成地层超覆油气藏。

这种地层超覆圈闭，都是在水陆交替地带形成的，特别是在水进的阶段。这里盆底是以稳定下降为主，伴随轻微振荡，常与浅海大陆架或大而深的湖泊的还原环境有联系。因此，在砂层上下及向深处一侧变成泥质沉积，往往富含有机质，是良好的生油层，同时又是良好的盖层，从而形成旋回式和侧变式的生、储、盖组合。油气生成后，就近运移至地层超覆圈闭中聚集起来，形成地层超覆油气藏。在海相沉积盆地的滨海区、大而深的湖相沉积盆地的浅湖区，都可找到地层超覆油气藏。

（二）地层超覆油气藏实例

目前世界上已发现很多这类油气藏，其中比较著名的有美国东得克萨斯油田的油气藏，如图 7－33 所示。

东得克萨斯油田位于墨西哥湾盆地北部萨滨隆起的西侧，上白垩统乌德宾组砂岩超覆沉积在下白垩统不整合面上，向东的上倾方向又被其上不整合接触的奥斯汀群所超覆覆盖，砂

岩顶、底两个不整合面在上倾方向相交，油气聚集其中，形成地层超覆油气藏。这个油田的总可采储量为 $7.3\times10^{8}t$，累计产油量已超过 $5\times10^{8}t$，是美国最大的油田之一。

另外一个典型实例是委内瑞拉东部的夸仑夸尔油田的油藏，如图 7－34 所示。

该油田是南美洲的大油田之一。上新统至更新统的砂岩超覆沉积在下伏的不整合面上，其上被不渗透地层超覆覆盖，形成地层超覆圈闭，油气聚集其中，成为巨大的地层超覆类型的油藏。

在我国东部各沉积盆地的边缘斜坡，以及大隆起的斜坡也发现有地层超覆油气藏，但规模都不大，如济阳拗陷单家寺油田。

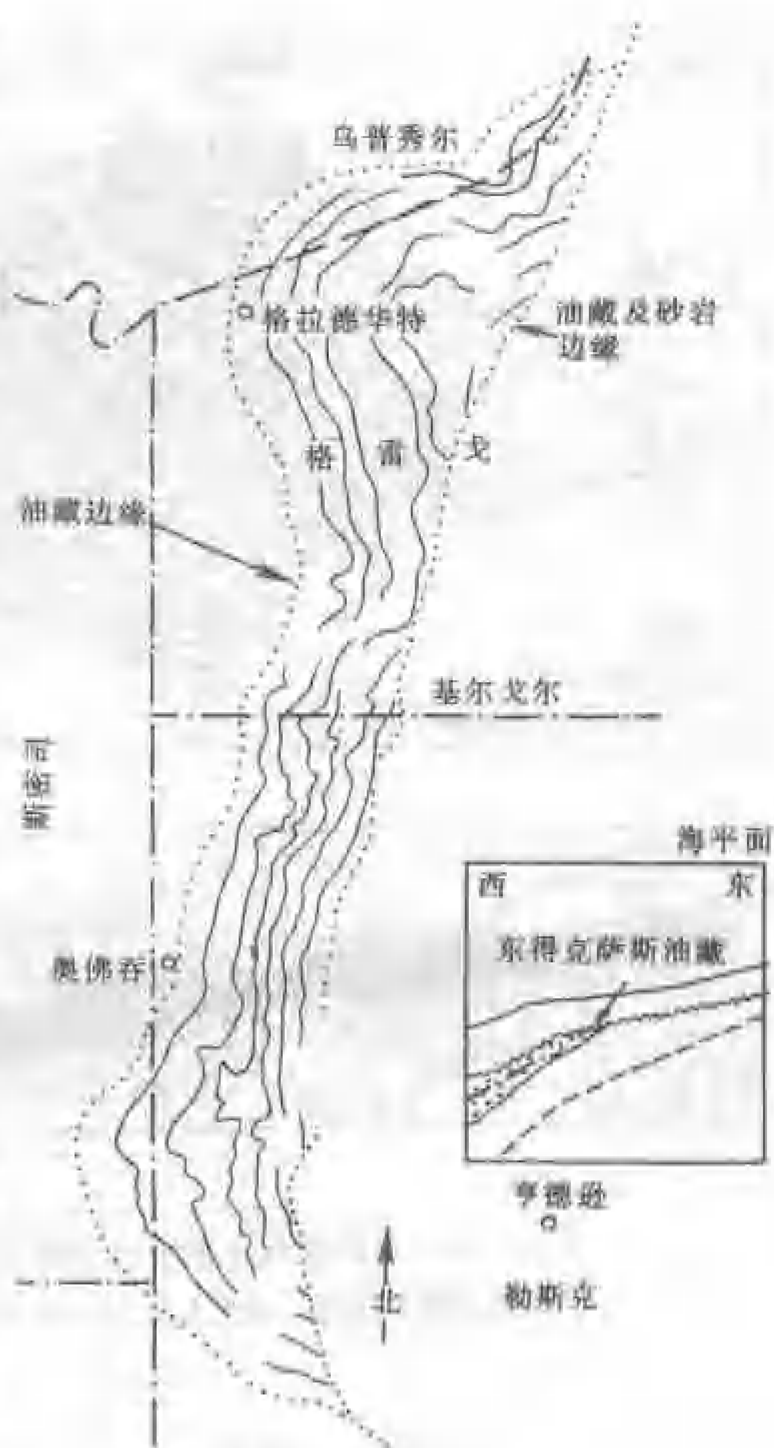


图 7－33　东得克萨斯油田乌德宾（白垩系）产油层顶部构造图及横剖面图（据 A.I.Levorson）

三、生物礁油气藏

（一）生物礁油气藏的形成特点

生物礁是指由珊瑚、层孔虫、苔藓虫、藻类、古杯类等造礁生物组成的、原地埋藏的碳酸盐岩建造。生物礁中除造礁生物外，尚掺有海百合、有孔虫等喜礁生物。不同地质时代有不同的造礁生物。

世界各地都发现古代的生物礁，特别是古生界及中生界沉积层系中的生物礁更发育些。这种生物礁有大有小，小的只有几米厚和几平方米的面积，大的可达几百米厚和几百公里长。最初，古代生物礁只是在地面露头看到的，后来可以在地下利用地球物理勘探方法和钻井方法去辨认它们，发现它们。

古代生物礁与现代生物礁在成因上是相似的，生物礁各部分及其岩相分布情况等都可与现代生物礁相对比。图 7－35 表示古代生物礁各部位及其岩相特征[99]：生物礁后面潟湖沉积岩相 A，包括白云岩、石灰岩、砂岩、红页岩及硬石膏等蒸发岩的互层，总称后礁相；从后礁相过渡为生物礁主体 B；生物礁前面向海一侧，紧靠生物礁的岩相为石灰岩及砂岩和生物礁碎屑，称前礁相 C；再向前向海方向则过渡为包括灰色到黑色页岩和石灰岩的岩相，称盆地相 D。

有些地区，在一个厚的岩系之内的不同高度及不同层位上，常同时发现古生物礁，形成一个复合生物礁体。这种情况是由于在这些适于造礁的地区海进与海退交替造成的。

只要造礁生物发育，无论在海进或海退的条件下，都能造成生物礁，只是在海退时，随着海水退却，合适的造礁条件向海盆中心转移，生物礁向海盆中心方向发育；海进时，随着海水加深，合适的造礁条件向海岸方向转移，生物礁块向着海岸方向发展。

生物礁圈闭是指礁组合中具有良好孔隙—渗透性的储集岩体被周围非渗透性岩层和下伏水体联合封闭而形成的圈闭。生物礁圈闭的形态与礁组合中储集体的形态有关。

从油气藏形成条件分析，以生物礁块主体和前礁相最为有利。首先是这两个带具有丰富的油气来源，除其本身具有良好的生油条件外，大量的油气可以从其相邻的盆地相中运移而来。其次是这两个带的储集条件好，生物礁本身原生孔隙和次生溶洞都很发育，前礁相也同样具备这个条件。勘探实践也证明，油气主要都是集中在这两个岩相带中。

（二）生物礁油气藏实例

在世界各地不同地质时代的生物礁中，发现了丰富的油气资源。根据目前已有的资料，自古生代志留纪至新生代中新世，都发现有生物礁油气藏，其中以志留纪、泥盆纪、二叠纪、白垩纪和第三纪的生物礁油气藏更为重要。从分布的地区看，生物礁油气藏分布的重要地区有加拿大西部阿尔伯达盆地、美国二叠盆地、原苏联乌拉尔山前拗陷、墨西哥湾盆地（包括墨西哥及美国两部分，其中以墨西哥部分更重要）、中东波斯湾盆地、利比亚锡尔特盆地以及印度尼西亚萨拉瓦蒂盆地等。在这些盆地中，生物礁油气藏常成带分布，形成丰富的产油气区。

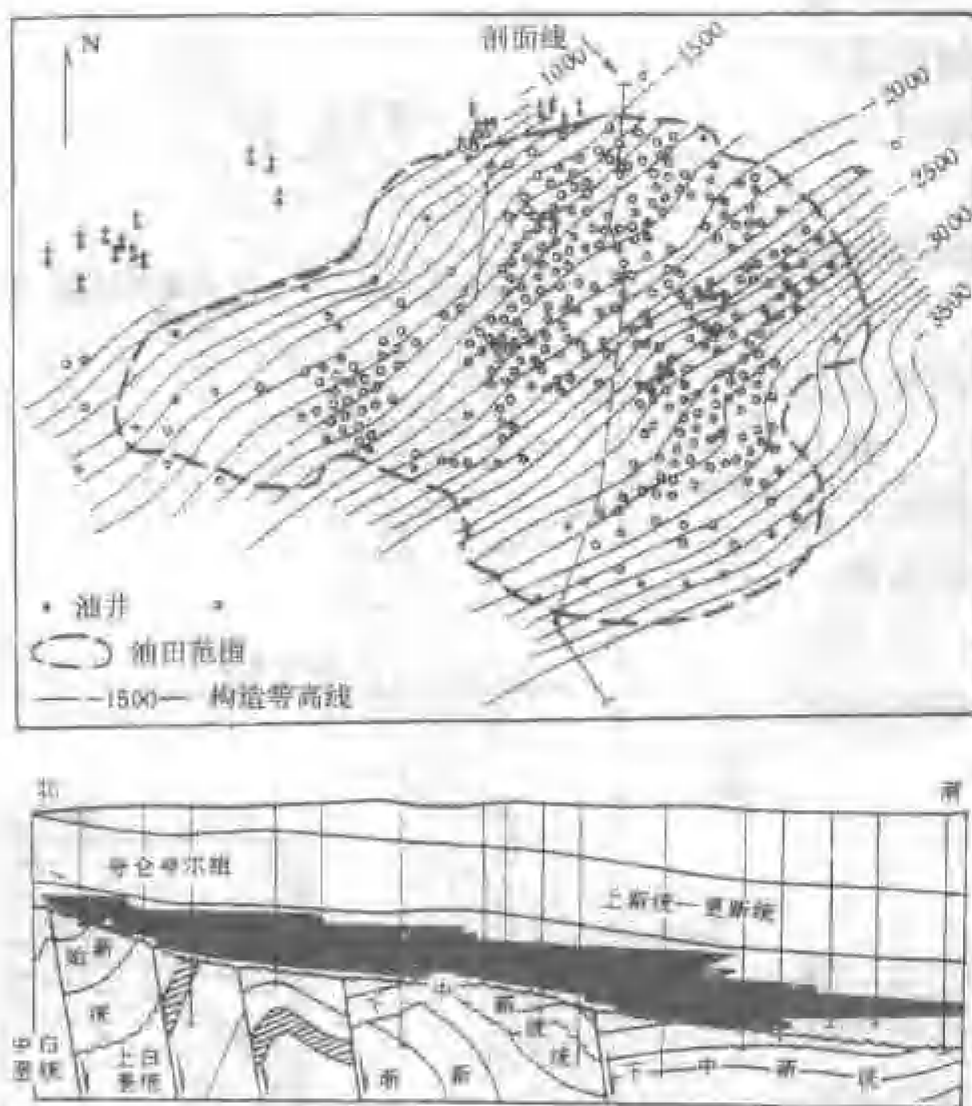


图 7-34 委内瑞拉东部夸仑夸尔油田平面及横剖面图（据 A.I.Levorson）

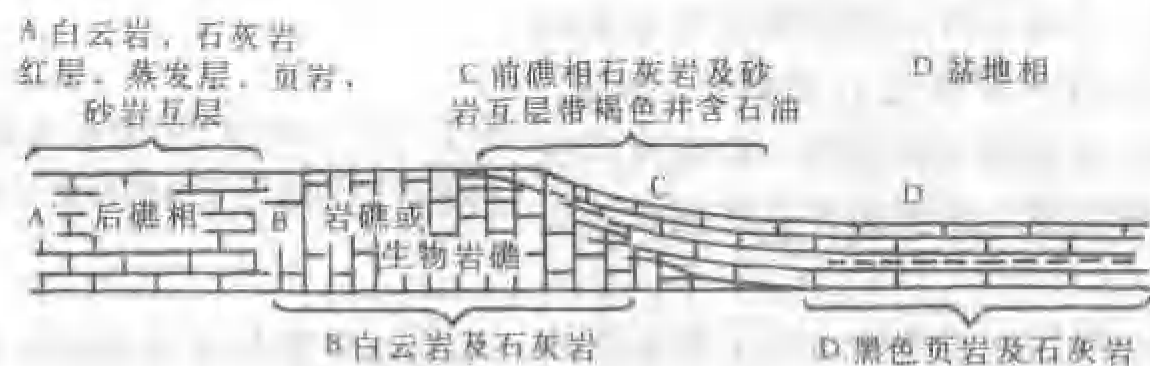


图 7-35 古代生物礁的各部分及其岩相分布特征示意图（据 A.I.Levorson）

生物礁油气藏在世界石油储量中占很重要的地位，据 M.T.Halbouty 等统计，世界上生物礁型大油田的总储量达 43.4×10^8t，如表 7-4 所示。

加拿大的油气产量约有 60% 产自生物礁油气藏，墨西哥全国石油产量 70% 产自生物礁油气藏。随着石油勘探方法和技术的改进，发现生物礁油气藏日渐增多，它们的重要性也将日益增大。下面简要介绍几个比较重要的生物礁油气藏，以便进一步了解这种类型油气藏的形成条件及其特点。

表 7-4 世界主要生物礁大油田

油田名称	所在盆地	时代	可采储量 $\times 10^8$t	油田名称	所在盆地	时代	可采储量 $\times 10^8$t
基尔库克	波斯湾	始新至渐新世	20.5	老黄金巷	墨西哥湾	白垩纪	1.92
默斑—布哈沙	波斯湾	始新至渐新世	4.1	天鹅丘	阿尔伯达	泥盆纪	1.33
波扎—里卡	墨西哥湾	白垩纪	3.8	雨虹	阿尔伯达	泥盆纪	1.0
油法	锡尔特	白垩系至古新世	2.74	红水	阿尔伯达	泥盆纪	0.96
英蒂萨 D	锡尔特	古新世	2.6（地质）	达赫拉—霍夫纳	锡尔特	古新世	0.96
英蒂萨 A	锡尔特	古新世	2.5（地质）	勒杜克—马德宾	阿尔伯达	泥盆纪	0.70
斯库瑞—斯奈德	二叠盆地	宾夕法尼亚纪 早二叠世	2.5				



图 7-36 黄金巷油田及波扎—里卡油田平面位置图（据《Geology of Giant Petroleum Fields》）

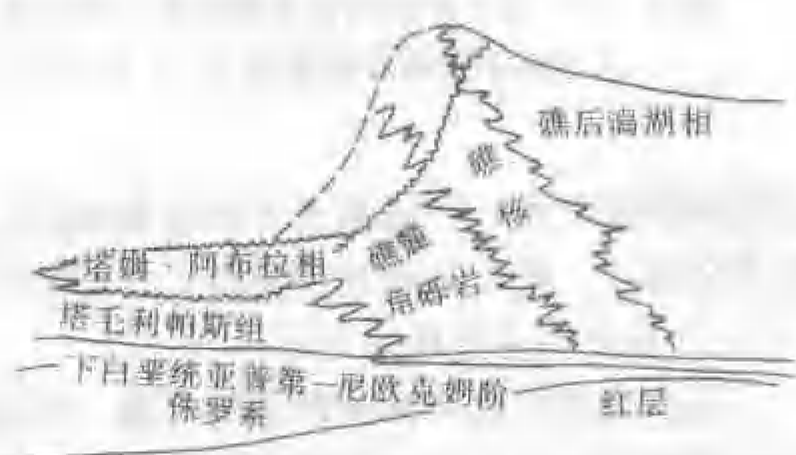


图 7-37 黄金巷埃尔·阿布拉礁横剖面（据 A.I.Levorson）

1. 黄金巷环礁带油田群

位于墨西哥坦皮科湾，该环礁带分三部分：圣伊西德罗以北称老黄金巷，其东南陆上部分称新黄金巷，海上部分称海上黄金巷，如图 7-36 所示。

整个黄金巷环礁带呈椭圆形，长轴为北西—南东向，长约 150km，宽约 70km；陆上分支向西凸出呈弓背状，长约 180km。礁的宽度一般为 2km。该油田群以拥有三口万吨高产油井而闻名，其中一口名为赛罗·阿泽尔 4 号井初产量达 3.7×10^4t/d，为世界单井日产量最高的油井。从 50 年代中期开始，到 1968 年为止，陆上已发现 50 多个生物礁油田，海上发现 20 多个油气田。

黄金巷带产油的生物礁为中白垩统的埃尔·阿布拉礁，最大厚度为 1 467m。是以厚壳蛤类骨骼为主的生物灰岩，并混有鲕鲕类、腹足类、珊瑚等化石，由碳酸盐胶结而成。前礁相为礁麓角砾岩组成，含大量厚壳蛤和鲕鲕类化石；后礁相为潟湖相沉积，由厚壳蛤灰岩及夹

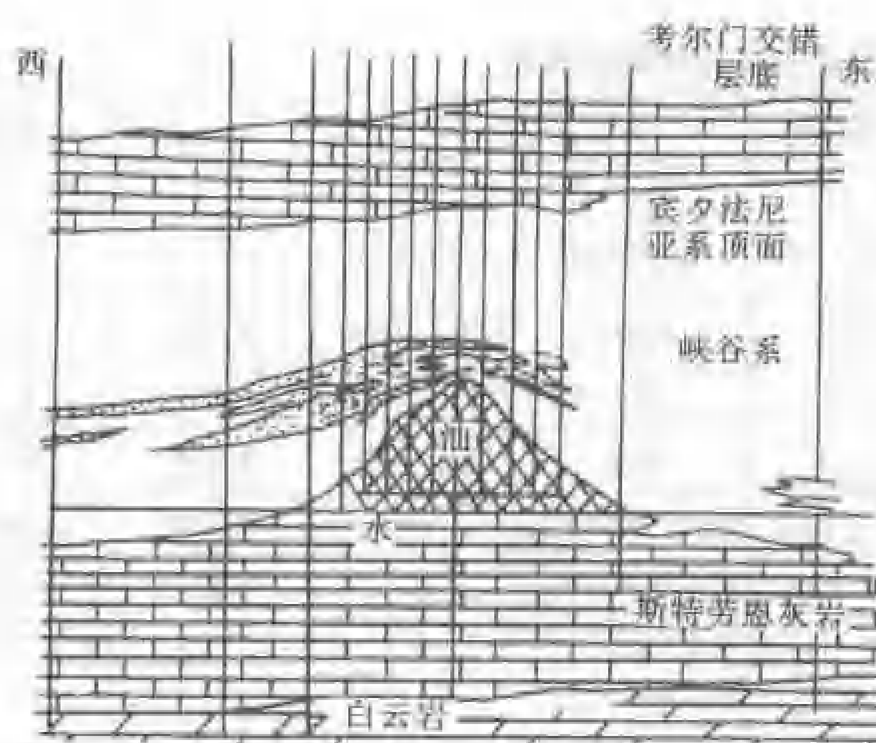


图 7－38 得克萨斯州西部斯库瑞—斯奈德生物礁区北斯奈德油藏剖面图（A.I.Levorson）

有块状石灰岩的硬石膏组成。从前礁相向西则变为半深水盆地相的碳酸盐岩沉积，如图 7－37 所示。

环礁带陆上部分的油气，一般产于礁的顶部，由于孔隙、溶洞极发育，所以储集性质很好，礁上部为第三系泥质岩所覆盖。油藏高度大约 500～600m 以上，产油能力很高；产油层的埋藏深度在西北部为 500～800m。埃尔·阿布拉礁直接为渐新统泥岩所覆盖，向东南方向埋藏深度增达 2 250～2 500m。石油的相对密度也随埋藏深度增加而减轻，在北部的赛罗·阿泽尔油田石油相对密度为 0.92，而东南海上的阿统油田石油相对密度只有 0.816，含气量也相应增加。主要生油层是海相侏罗系、环礁东南方向盆地相的白垩系以及下第三系，都具有良好的生油条件。据不完全统计，整个黄金巷环礁带，到 1967 年为止已产油 1.74×10^8t 以上。

2. 斯奈德生物礁油气藏

位于美国得克萨斯州西部斯库瑞—斯奈德生物礁区，该生物礁是由在同一地方生长、死亡和埋藏起来的生物的坚硬部分构成的。礁体本身是介壳碎屑、灰质泥及灰质砂等混合物，并由方解石胶结起来。孔隙的大部分为溶孔。该生物礁油藏的典型横剖面如图 7－38 所示。生物礁属上石炭统，生长在宾夕法尼亚系施特劳恩灰岩底盘上。生物礁上部的砂层略显背斜形态，这可能是由于压实作用不均衡造成的，而到更接近地面的浅处，则见不到任何显示。该生物礁油藏含油面积约 295km²。可采储量达 1.6×10^8t 以上。

3. 流花 11－1 生物礁油藏

流花 11－1 油田储量 1×10^8t 以上，是我国海上发现的第一个大油田，也是我国最大的生物礁油田。位于珠江口盆地东沙隆起的西南部，是一个三面环凹、向东北抬高的大型背斜构造。储集层为上第三系中新统生物礁灰岩。礁体内显示礁、滩间互分布的特点。礁灰岩主要为珊瑚藻粘结灰岩、泥粒灰岩。礁灰岩在地震剖面上顶界反射振幅强，略呈丘状突起，特征十分明显（图 7－39）。构造主体部位较完整平缓，倾角 1.5°－2°，翼部变陡，为 6°～7°。在翼部发育的小断层对油气分布不起控制作用。

该地区有三个成礁期，经历了多次抬升暴露淋滤的复杂成岩后生作用，使礁块内形成了大段孔洞发育段与相对致密段的间互出现，造成以溶洞—孔隙型为主的多种储集类型。按岩性、电性和物性在纵向上的变化，可将含油层段分为三个高孔渗段和三个低孔渗段。按物性可划分为三类储集层：Ⅰ类为疏松、孔洞发育的礁灰岩，孔隙度大于 20%，渗透率大于 $3\,000\times10^{-3}\mu m^2$；Ⅱ类为较致密的礁、滩灰岩，孔隙度 15%－20%，渗透率为（50～300）$\times10^{-3}\mu m^2$；Ⅲ类为致密的礁、滩灰岩，孔隙度小于 15%，渗透率小于 $50\times10^{-3}\mu m^2$。

流花 11－1 生物礁油藏埋深较浅（1 200－1 300m），是一个具底水的块状生物礁油藏，具有大致统一的油水界面，油柱高度 74.5m，构造圈闭幅度 75m，礁体基本为油所充满。原

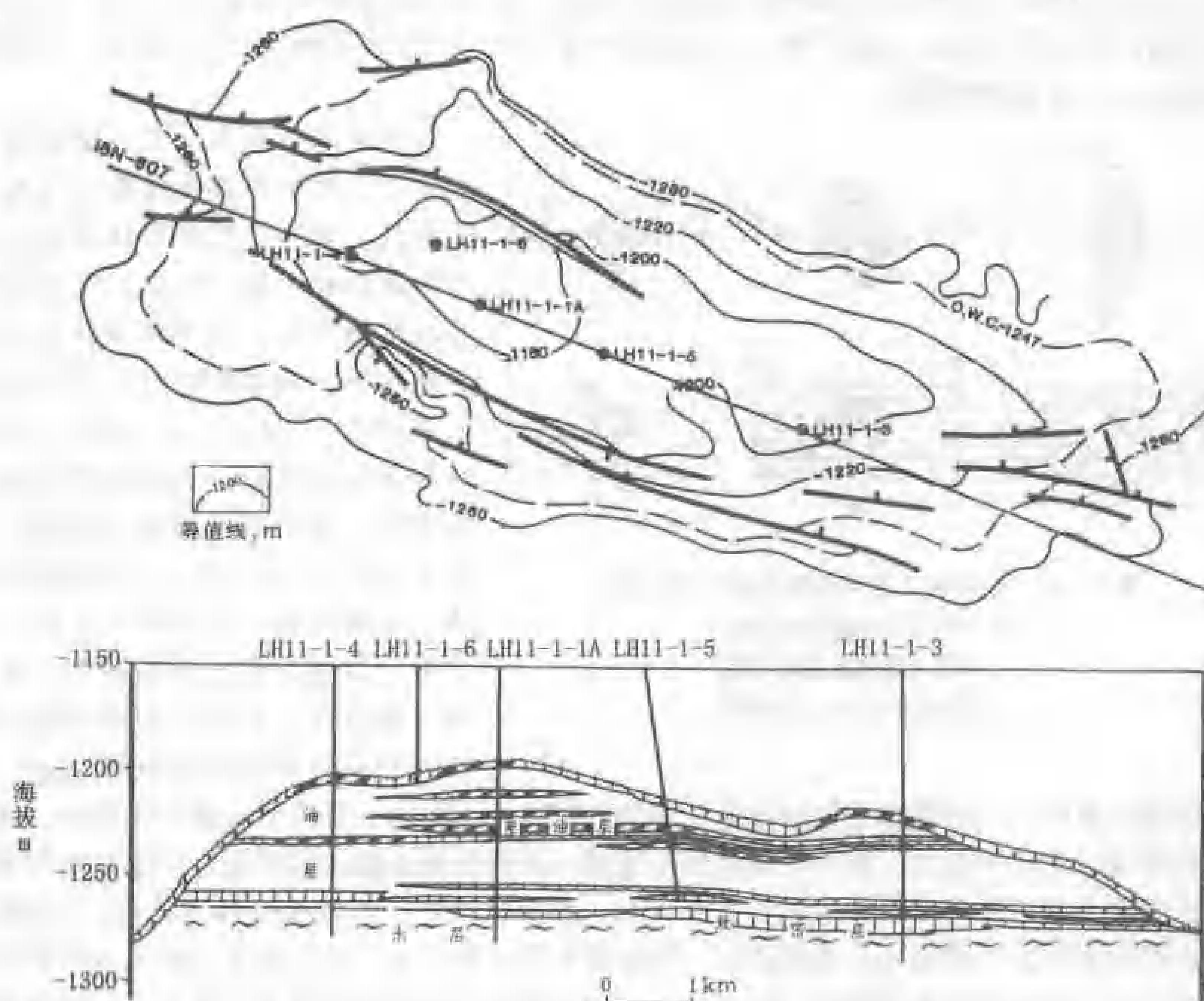


图 7－39 流花 11－1 生物礁油藏平面及剖面图

油性质较稠、较重，具有高密度、高粘度、低含硫、低含蜡、低凝固点的特点。地面原油密度为 0.918 2～0.958 7g/cm³，粘度 50～270mPa·s。

需要指出的是，在一个地区第一个生物礁的发现常常是偶然的，因为不像寻找构造圈闭那样容易辨别。虽然生物礁也能引起构造异常，其中有些可以用地球物理方法测出。但是，这些异常一般都非常小，不能充分说明有圈闭存在。因此，在一个没有发现过生物礁的地方，通常还不能根据这种异常得出完全准确的判断。但在曾经找到过一个生物礁的地区，一般总可以找到另外的生物礁。因为生物礁很少是孤立的，它们总是成群成带地分布，而且在很多地方总是和古海岸线有关。所以，当在某地区找到一个生物礁时，就应该在附近作进一步探索，以便发现更多生物礁。根据目前对生物礁油气藏的认识水平，也可以在未发现生物礁的地区，在资料比较充分的基础上，进行勘探。由于大量生物礁油气藏的发现，特别是由于它们常为高产大油气藏，因此，生物礁引起石油地质工作者的特别重视。

第 4 节 岩性油气藏

一、岩性圈闭的形成机理

岩性圈闭是指储集层岩性变化所形成的圈闭，其中聚集了油气，就成为岩性油气藏。储

集层岩性的纵横向变化可以在沉积作用过程中形成，也可以是成岩作用过程中形成。但大多数岩性圈闭是沉积环境的直接产物。由于沉积环境不同，导致沉积物岩性发生变化，形成岩性上倾尖灭体及透镜体圈闭。

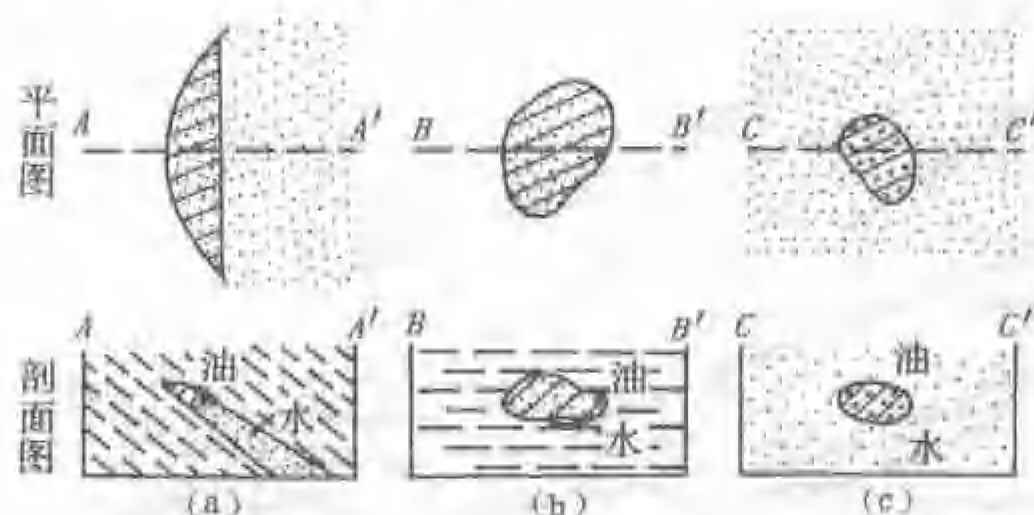


图 7－40　砂岩尖灭体及透镜体地层油气藏：
(a) 砂岩尖灭体地层油气藏；
(b) 砂岩透镜体地层油气藏；
(c) 低渗透砂岩中之高渗透带

在岩性变化大的砂，泥岩沉积剖面中，常见许多薄层砂岩互相参差交错。有的层状砂岩体顶底均为不渗透泥岩所限，在横向上亦渐变为不渗透泥岩，砂岩体呈楔状尖灭于泥岩中，这就是砂岩上倾尖灭圈闭，如图 7－40 中（a）所示。有的砂岩体呈透镜状，周围均被不渗透层所限，则为砂岩透镜体圈闭，如图 7－40 中（b）所示。这两种砂岩体（或砾岩体）常常伴生于同一剖面中，因为它们的成因相似，是在同一盆地内，又由于沉积环境不同，不同性质的物质同时沉积下来，遂在沉积物的横向上出现岩性变化的结果：或为砂岩渐变为泥岩，或为泥岩渐变为砂岩，或为砂岩的渗透性变化不均匀。因而在砂岩尖灭体的尖灭端部和透镜体的两端，往往泥质含量增多，渗透性变差；而向砂岩体主体，泥质减少，渗透性变好，形成透镜体或岩性尖灭圈闭。除砂岩相变形成岩性圈闭外，碳酸盐岩（如粒屑灰岩）也可由于岩性改变而形成岩性圈闭。

岩石在成岩和后生作用期间，由于次生作用可使原生的岩性圈闭发生改变，可使储集层的一部分变为非渗透性岩层，或使非渗透性岩层中的一部分变为渗透性岩层，形成岩性圈闭。如在厚层砂岩中，由于渗透性不均，也可见到低渗透砂岩中出现局部高渗透带，如图 7－40 中（c）所示。在碳酸盐岩地区，由于易于发生溶蚀和次生作用，故容易在成岩阶段形成岩性圈闭。

在古海岸线附近的海岸砂洲、古河道与古三角洲的河道砂层以及沿单面山古地形陡崖或断层陡坎走向分布的走向谷砂层等，当它们上覆不渗透泥岩时，也可形成砂岩体岩性圈闭。它们在横剖面上呈透镜状，在平面上则呈不规则的条带状延伸。

在陆相沉积盆地中，岩性、岩相变化频繁，储集岩体类型众多，不同类型的储集岩体相互叠置，有利于形成多种类型岩性圈闭。岩性油气藏主要分为储集层（砂岩和碳酸盐岩）上倾尖灭油气藏和透镜状岩性油气藏。它们的共同特征是：(1) 储集体往往穿插和尖灭在生油岩体中，不仅有充足的油气源，还有良好的储盖组合条件；(2) 圈闭形成时间早，油气一次运移直接排入储集层，有利于油气聚集成藏；(3) 岩性油气藏的分布与河湖沉积体系和古地形有关。在三角洲相、河流相、滨海（湖）相及浊积相最易发现岩性油气藏。

以上这些圈闭，都是岩性变化的结果，在成因上都和沉积环境的变化有关。因此，它们常常成群成组的出现，形成较大的多层岩性圈闭。在实际勘探工作中，若发现一个砂岩尖灭体或透镜体油气藏，就可能在其附近找到更多类似的油气藏。

二、岩性尖灭油气藏及透镜体油气藏实例

目前世界上已经发现很多这种类型的油气藏，我国也发现了相当数量。现介绍几个比较

典型的实例。

（一）岩性尖灭油气藏

这类油气藏是由于储集层沿上倾方向尖灭或渗透性变差而造成圈闭条件，油气聚集其中而形成的。在陆相湖盆中各种类型砂岩体的前缘带与大型隆起或局部构造圈闭相配合，使砂岩上倾尖灭线与储集层顶面构造等高线相交，形成上倾尖灭圈闭。这类油气藏的分布和规模大小决定于砂岩体的不同部位与不同级别的构造相互配置关系。由多个韵律层组合而成的复合砂岩体与凹陷斜坡带或大型隆起带相结合，使多个砂层组上倾尖灭线与构造等高线相交，形成大中型岩性上倾尖灭油藏，具有含油面积大，含油层组多，油气富集程度高等特点。例如泌阳凹陷双河湖底扇砂体前缘尖灭带发育在斜坡带背景之上，湖底扇砂体的每一个朵叶都相应地形成砂岩上倾尖灭油气藏（图 7－41）。

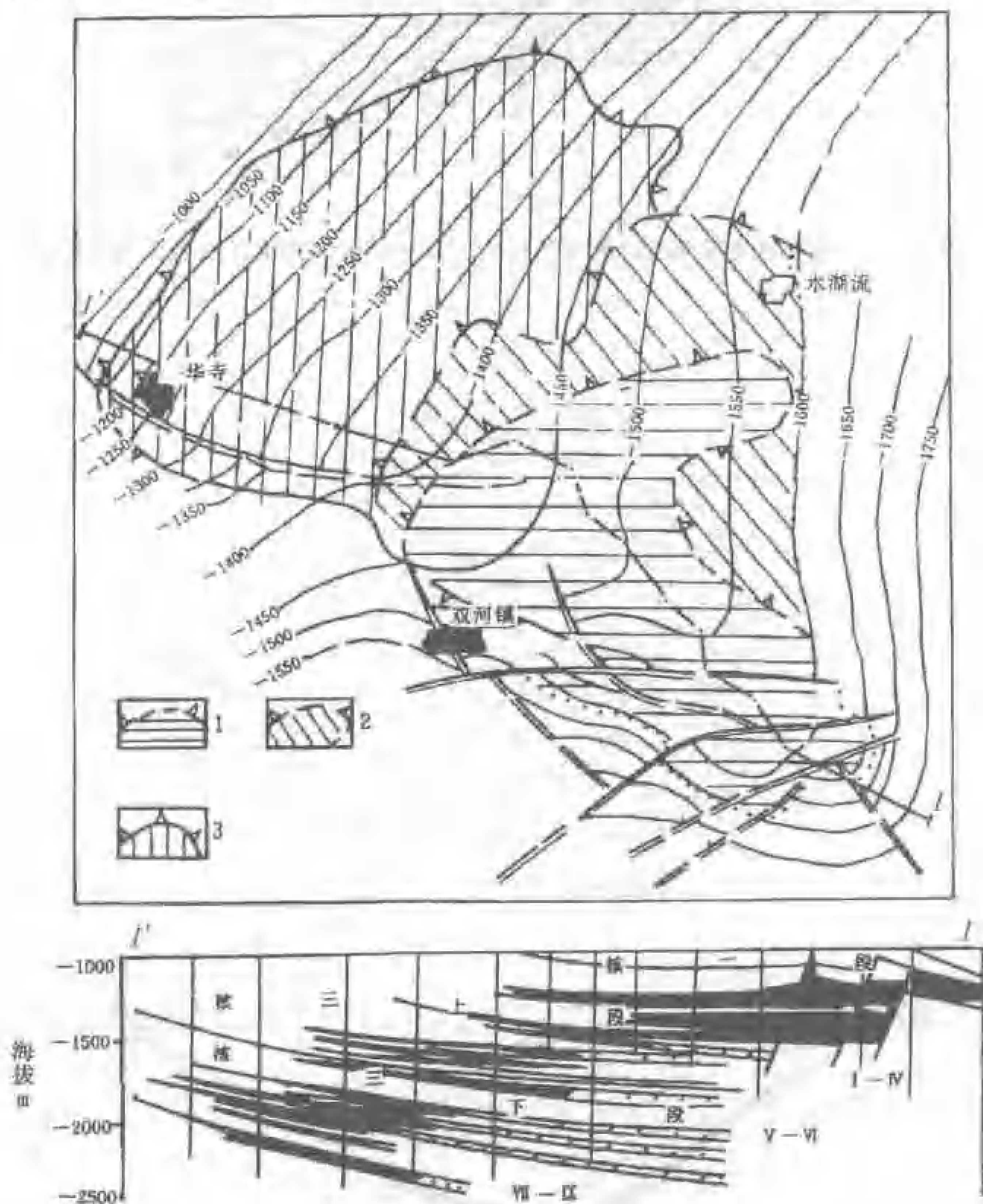


图 7－41 泌阳凹陷双河砂岩上倾尖灭油气藏平面及剖面图（据胡见义等）

1—Ⅰ—Ⅳ油组含油范围；2—Ⅴ—Ⅵ油组含油范围；3—Ⅶ—Ⅸ油组含油范围

在国外，岩性尖灭类型的油气藏也很多。例如原苏联北高加索迈科普油区卡杜辛油田中的第三系砂岩尖灭油气藏也是典型实例，如图 7－42 所示。

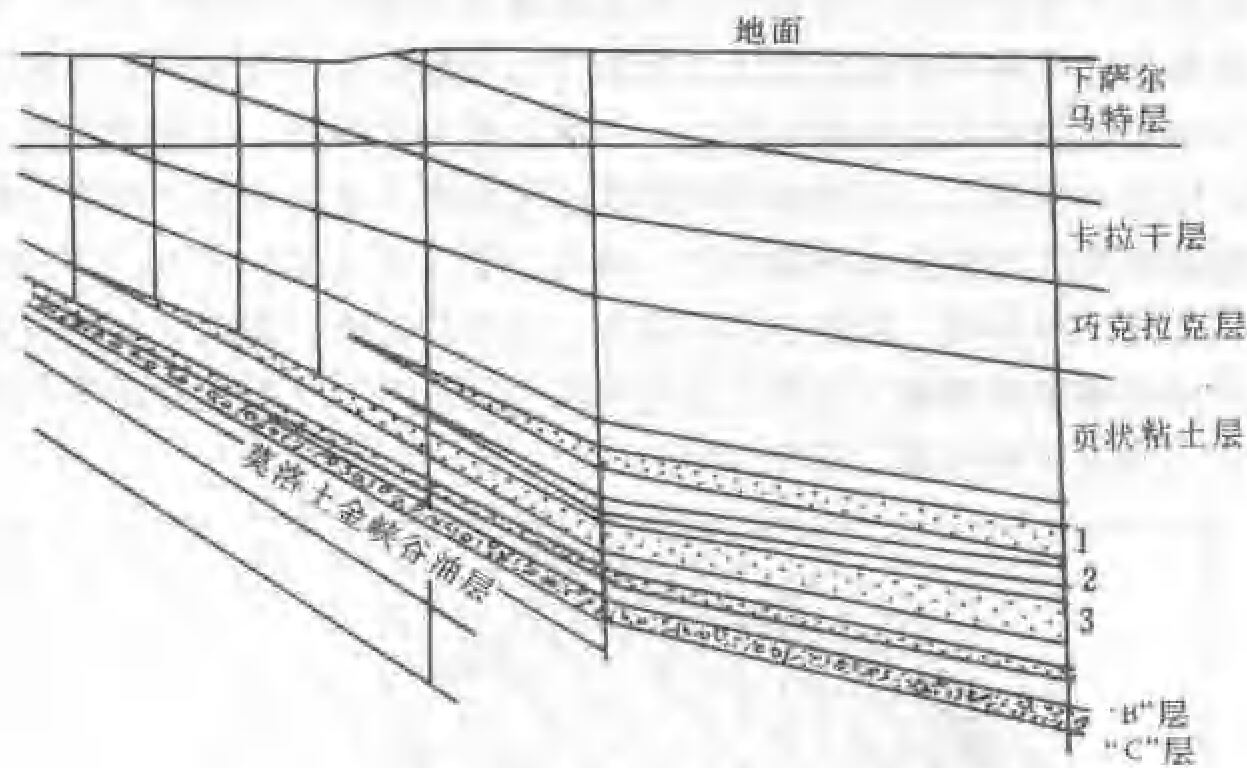


图 7－42　原苏联卡杜辛油田渐新统砂岩尖灭油气藏剖面图（据 A.I.Levorson）

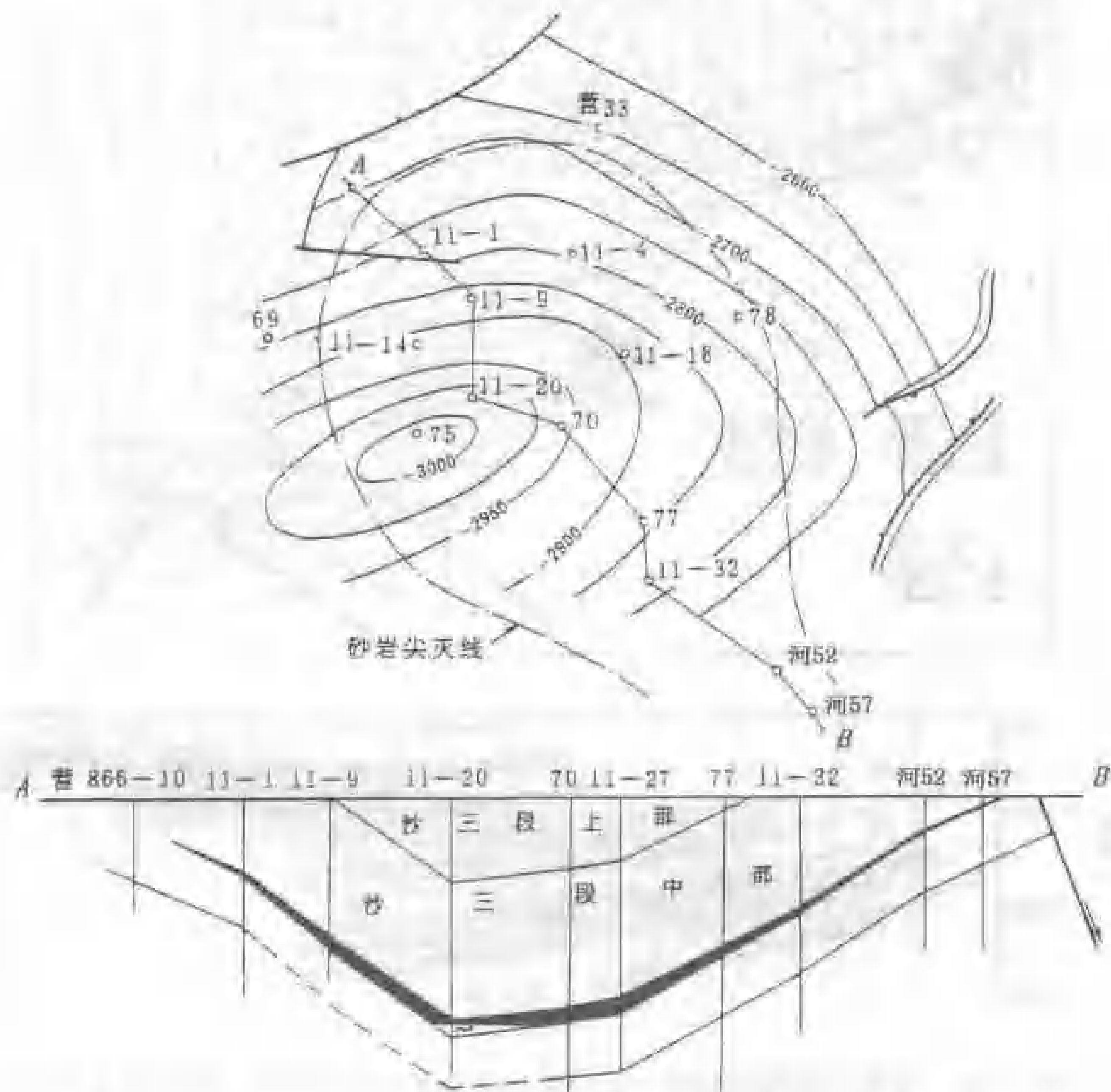


图 7－43　东营凹陷营 11 砂岩透镜体油藏平面及剖面图

（二）透镜体油气藏

这类油气藏是由透镜状或其他不规则状储集层，周围被不渗透性地层所限，组成圈闭条件而形成的油气聚集。最常见的是泥岩层中的砂岩透镜体。透镜体油气藏的规模一般都不大。它可以是泥岩中的砂岩透镜体，也可以是低渗透性岩层中的高渗透带。

渤海湾盆地下第三系沙河街组三段的大套泥岩中，发育许多砂岩透镜体油气藏。如东营凹陷的东辛构造带西南部的营11地区，分布有我国东部盆地最大的砂岩透镜体岩性油气藏。含油层位为沙三段中部浊积砂体，油藏置于沙三段烃源岩中，原始地层压力较高、油质较轻，反映了原生油藏的特点（图7－43）。

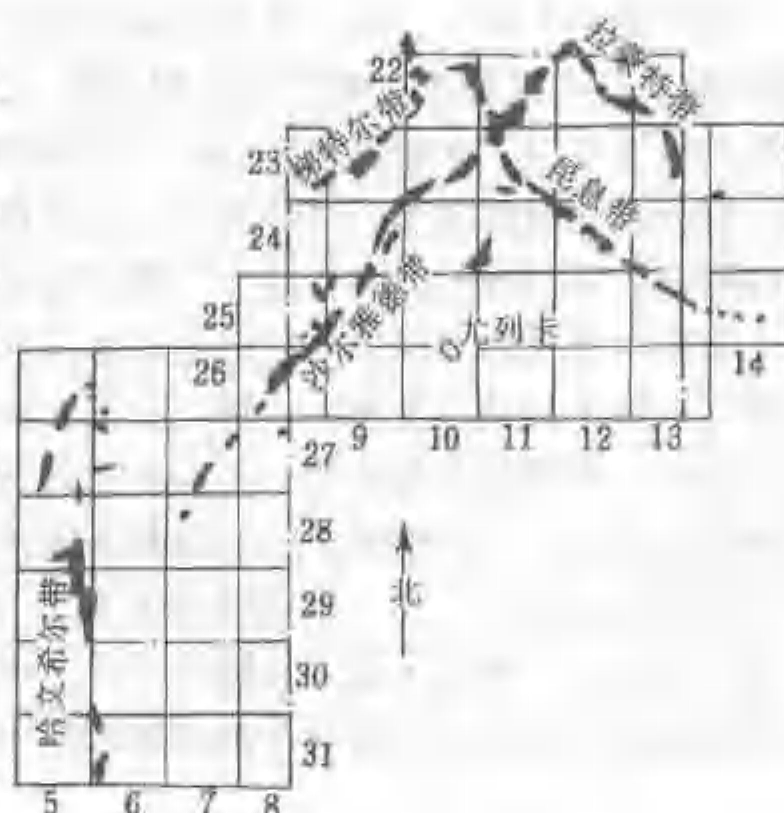


图7－44　堪萨斯州滨海砂洲由透镜体油藏组成的鞋带状油气聚集带平面分布图

在国外，特别是美国，这种类型的油气藏发现很多。例如在堪萨斯州格林乌德县及勃特勒县的鞋带状油藏，它们是由许多个岸外沙坝组成的。这些沙坝形成许多狭长的透镜体，每个透镜体的厚度为15～30m，长3～10km，宽达2.4km；一个接一个地排成长达40～72km的带状，如图7－44所示。每个透镜体都是一个油藏，因而形成规模可观的油气聚集带。

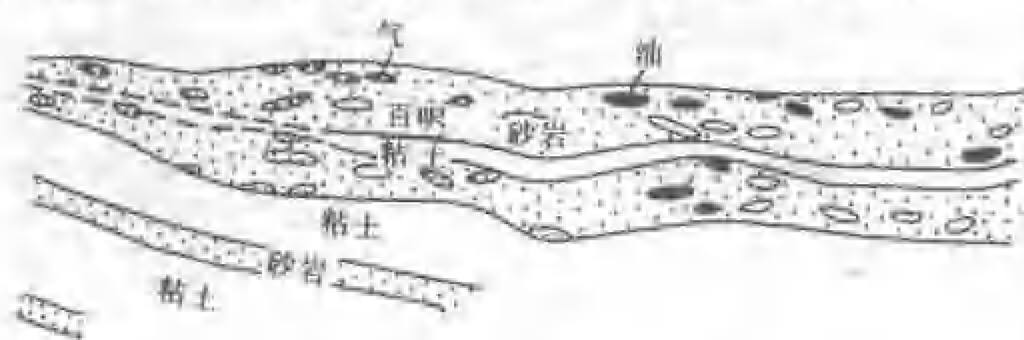


图7－45　阿巴拉契亚盆地下石炭统的"百呎砂岩"油藏剖面图（据И. О. БРОД）

透镜体岩性油气藏的另一种情况是在低渗透岩层中的高渗透带透镜体油气藏。在这种类型的储集层中渗透性变化很大，油气聚集在渗透性好的部分，而透渗性不好的部分则为水所充满。这种油气藏在形状和分布方面都是很不规则的。美国阿巴拉契亚含油气盆地下石炭统"百呎砂岩"中的油气藏可作为典型实例，如图7－45所示。

在我国的一些含油气盆地中也常见到这种低渗透岩层中的高渗透带油气藏，如陕甘宁盆地的三叠系、侏罗系都有这类油气藏。

第5节　水动力油气藏

一、水动力油气藏的概念和形成机制

由水动力或与非渗透性岩层联合封闭，使静水条件下不能形成圈闭的地方形成聚油气圈闭。称为水动力圈闭。其中聚集了商业规模的油气后，称为水动力油气藏。这类油气藏易形成于地层产状发生轻度变化的构造鼻和挠曲带、单斜储集层岩性不均一和厚度变化带以及地层不整合附近。在这些部位，当渗流地下水的动水压力与油气运移的浮力方向相反、大小大致相等时，可阻挡和聚集油气，形成水动力油气藏。

在水动力作用下，油、气的力场强度应是净浮力与水动力的合力。因此，油、气等势面（垂直油、气力场强度）的方向也相应改变，向水的力场强度递减方向倾斜（即油水界面向水的力场强度递减方向倾斜），油、气等势面与储层顶面构造等高线不再平行。在这种情况下，倾斜或弯曲的等油、气势面可以使静水条件下不存在圈闭的部位，形成聚油气圈闭。圈闭的闭合范围可由闭合的等油、气势（或等 h_o、等 h_g）线圈定[45]。

第五章有效的圈闭中专门讨论了水压梯度和流体性质对圈闭有效性的影响。由于油水界面和气水界面的倾斜度不同，因此在同一水压梯度下，石油和天然气的水动力圈闭的位置也是不同的。若圈闭聚集石油，则向水压降落方向偏移更多，且随水压梯度增大而增大。不过这种偏移是有一定限度的。当油水界面倾角大于背斜顺水压梯度一侧的储集层倾角时，背斜就不能有效地圈闭石油，但仍能成为天然气的圈闭。若气水界面的倾角大于背斜顺水流方向一翼的倾角时，则连天然气也圈闭不住。在这种情况下，石油和天然气都被驱出该背斜，只能在其运移方向的适当部位形成的新圈闭中再聚集成油气藏（图 7－46）。

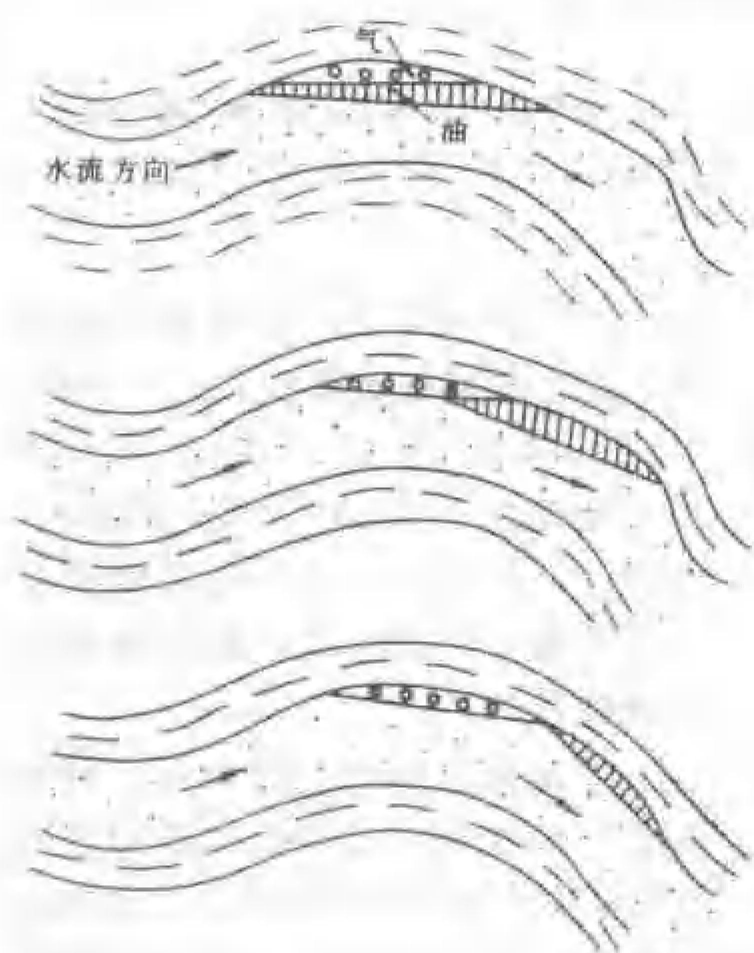
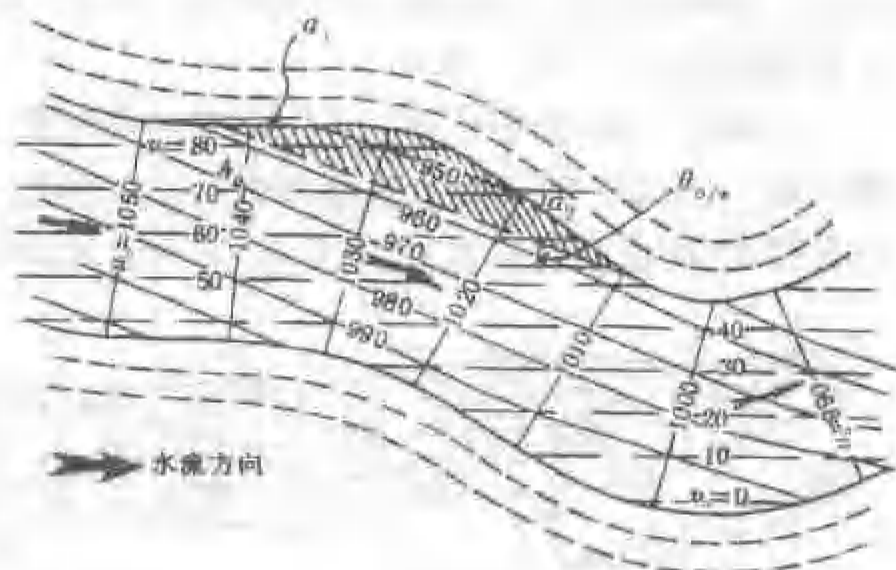


图 7－46　在水动力作用下平缓背斜内油气分布情况示意图



$$h_o = u_o - v_o;\ u_o = \frac{\rho_w}{\rho_o} h_w;\ v_o = \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_w} \cdot Z$$

图 7－47　鼻状构造型水动力圈闭形成机理示意图（据 Hubbert，1953）

二、水动力油气藏的主要类型

水动力油气藏最重要的特征，从剖面上看是油水（或气水）界面是倾斜或弯曲的，呈悬挂式；其油水边界在平面上与构造等高线相交，为低油气势区。

根据水动力封闭的特征及目前已有勘探成果，可将水动力油气藏分为：构造鼻或阶地型和单斜型两种基本类型。有时水动力因素与地层、岩性、断层等其他因素配合而形成复合型圈闭油气藏。

（一）构造鼻或阶地型水动力油气藏

这种构造在静水条件下不闭合，不能形成圈闭。但在向储集层下倾方向的流水作用下，油水（或气水）界面发生顺水流方向倾斜或弯曲，且满足 $\alpha_1 < \theta_{o/w} < \alpha_2$ 时，就会在构造鼻

或阶地的倾角变化处（α_1 为低倾角、α_2 为高倾角）形成闭合的油气低势区（图 7-47）。原苏联索柯洛夫气田下白垩统阿比尔砂岩中的气藏和美国得克萨斯州的韦特油田（图 7-48）可以作为该类油气藏的实例。

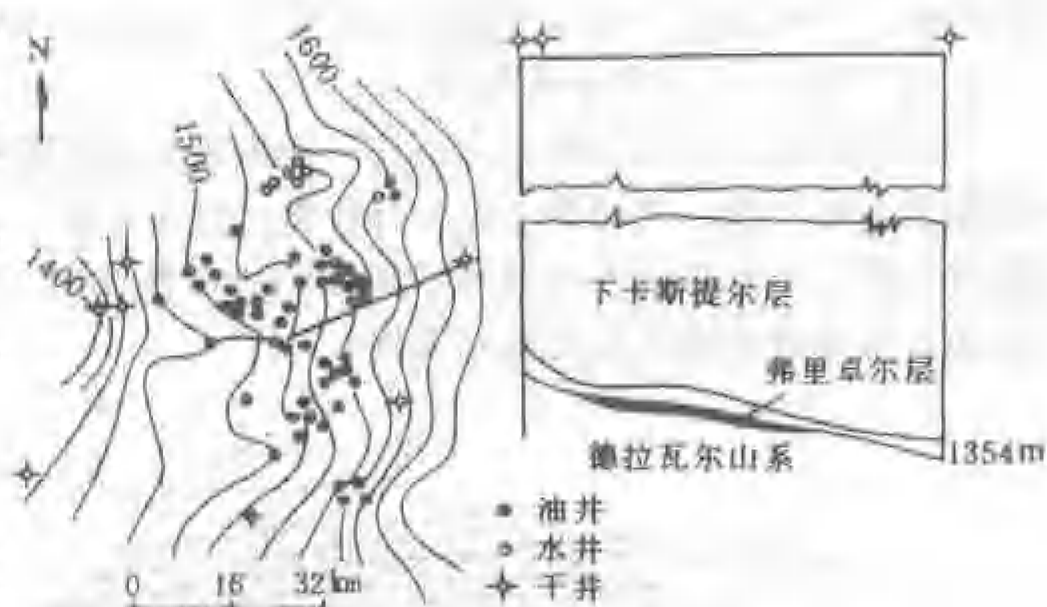


图 7-48 得克萨斯州韦特油田构造图和横剖面图

（二）单斜型水动力油气藏

对于单斜岩层来说，沿倾斜方向的渗透性常有变化。水沿储集层向下倾方向流动时，通过渗透性不同的地段，流速会发生相应的变化，从而使等势面的倾斜度发生改变。在渗透性差的地段，水的流速加快（在单位时间通过流量不变的情况下），等势面的倾斜度变陡；而在渗透性较好的地段，流速慢，等势面倾斜度缓。这样在渗透性较低、等势面变陡的地段，可以在储集层顶部造成闭合的油气低势区，即水动力圈闭（图 7-49）。

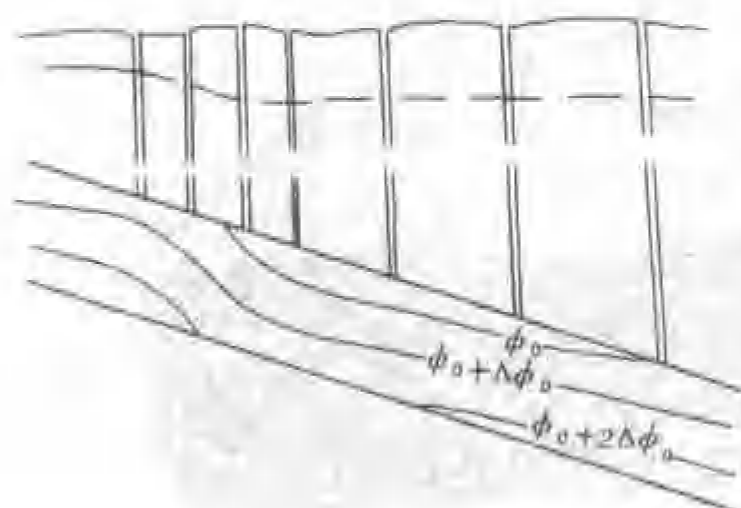


图 7-49 油气等势面因储层物性变差而变陡，在单斜层中形成的水动力圈闭（据 Hubbert，1953）

从上述水动力油气藏的特点可以看出：地下水向储集层下倾方向流动时，使得油、气等势面发生倾斜或弯曲是造成水动力圈闭的主要营力和原因。但在不同类型油气藏中，它们所起的作用和具体方式存在差别。水动力圈闭没有固定的位置，圈闭的具体位置取决于水压梯度的变化。

第 6 节 复合油气藏

一、复合油气藏的基本概念

储油气圈闭往往受多种因素的控制。当某种单一因素起绝对主导作用时，可用单一因素归类油气藏；但当多种因素共同起大体相同的作用时，就成为复合圈闭，即如果储集层上方和上倾方向是由构造、地层、岩性和水动力等因素中两种或两种以上因素共同封闭而形成的圈闭，可称之为复合圈闭。在其中形成的油气藏称为复合油气藏。

在实际地质情况中，既存在受单一因素控制形成的油气藏，又存在大量由构造、地层、岩性等因素形成的复合圈闭油气藏，它们的成因和油气勘探方法不尽相同，其特点有别于单一因素形成的圈闭油气藏。因此划分出复合油气藏，把复合油气藏作为独立的一大类，对油气勘探有一定的实用价值。

二、复合油气藏的主要类型

按照构造、地层、岩性、水动力等油气藏类型的圈闭条件所构成的组合，可形成各式各样的复合油气藏类型，但从勘探实践来看，大量出现的主要是构造—地层、构造—岩性等复

合油气藏。特殊情况下也可形成地层或岩性—水动力油气藏。

（一）构造—地层复合油气藏

凡是储集层上方和上倾方向由任一种构造和地层因素联合封闭所形成的油气藏称为构造—地层复合油气藏。其中最常见的有背斜—地层不整合油气藏、地层不整合—断层油气藏。美国得克萨斯州卡尔塞吉大气田、保加利亚奇连气田（图 7－50）、美国路易斯安那州罗得沙油田，都是该类油气田的典型实例。

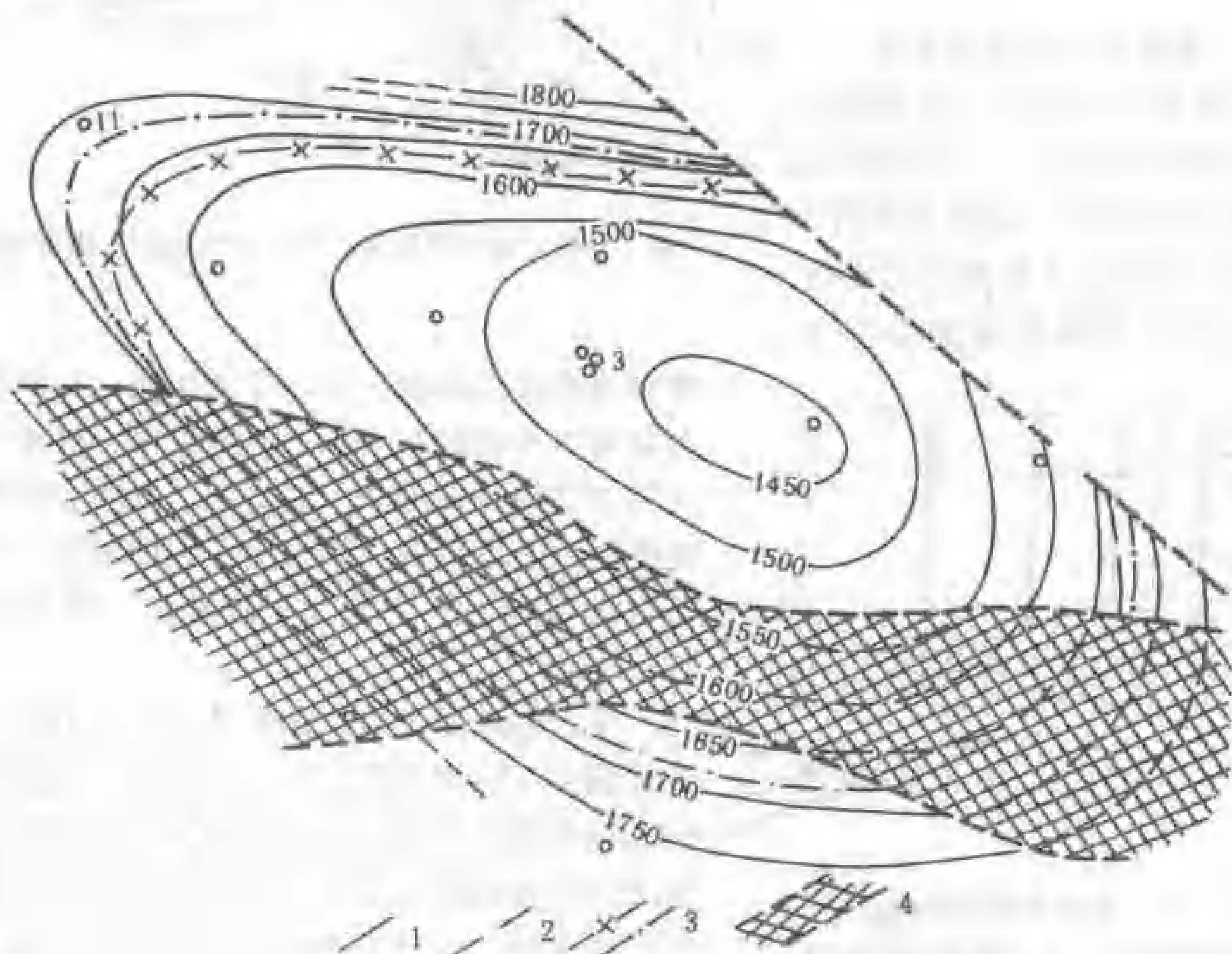


图 7－50　保加利亚奇连气田 J｜ 砂岩顶面构造图及气藏分布图

1—构造等高线，m；2—断层；3—气水界线；4—J｜ 砂岩尖灭线

又如四川盆地川东地区的五百梯石炭系气藏，含气层位为上石炭统黄龙组，储集层为一套白云岩为主的碳酸盐岩，圈闭主要受背斜构造控制，同时又受石炭系储层剥蚀尖灭线控制。(图 7－51)[66]。

（二）构造—岩性油气藏

受构造和岩性双重因素控制形成的圈闭即为构造—岩性圈闭，其中聚集了油气即为构造—岩性油气藏。常见的有背斜—岩性油气藏，断层—岩性油气藏等类型，如济阳坳陷的梁家楼油田沙三段构造—岩性气藏。沙三段浊积砂体被断层切割，形成一系列断层—岩性圈闭(图 7－52)[15]。

（三）岩性—水动力复合油藏

在国外一些大型盆地中，如美国的圣胡安盆地、加拿大的阿尔伯达盆地，相继发现一些“气水倒置”的气藏，即所谓深盆气藏（Deep Basin Gas Pools）或水封型向斜气藏。它是在特殊地质条件下形成，具有特殊圈闭机理和分布规律的非常规天然气藏。根据其圈闭机理，

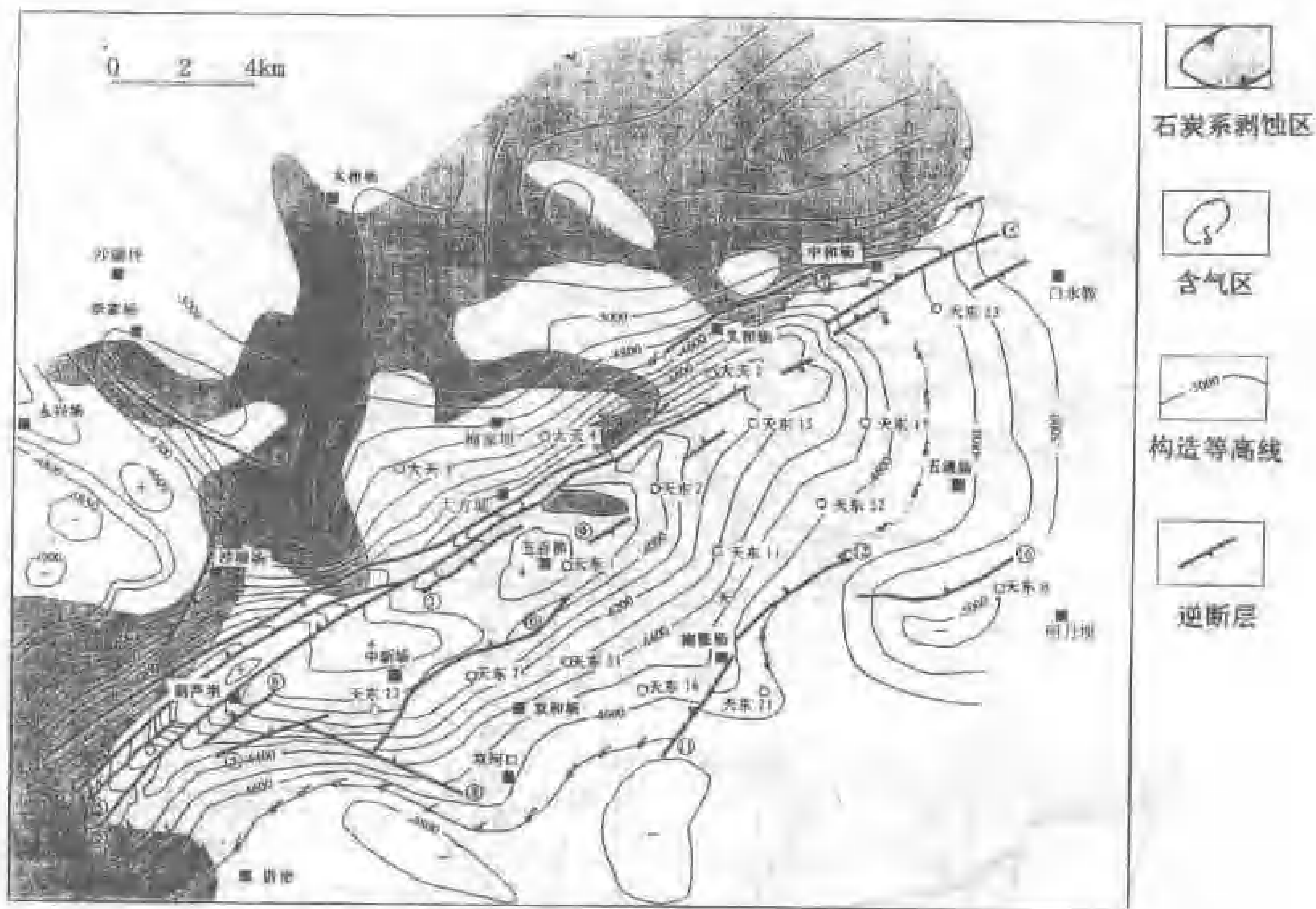


图 7－51 川东地区五百梯石炭系气藏平面及剖面图

可将这类气藏归为岩性—水动力复合油气藏。

深盆气藏的主要特点是：（1）主要分布于前陆盆地深拗陷或向斜盆地轴部；（2）含气层

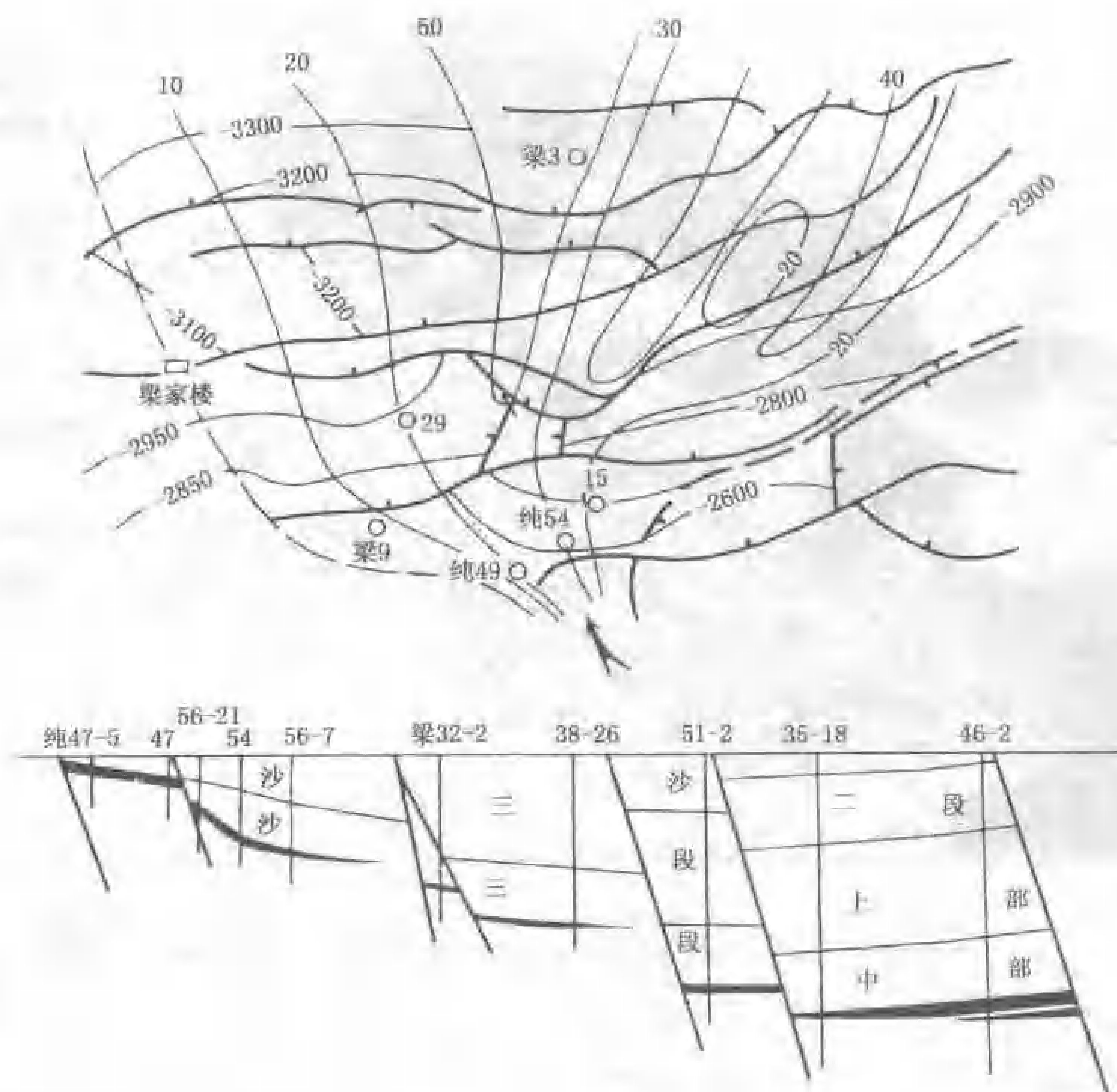


图 7－52 济阳拗陷梁家楼沙三段油藏平面及剖面图

出现气水倒置现象，天然气储集在下倾较低部位，而上倾较高部位是水，二者之间不存在通常意义上的封堵或遮挡条件，也没有明显的气水界面，而是存在一定宽度的气水过渡带；（3）这种气藏是一种致密砂岩气藏，天然气储集在低孔低渗储集层中，向上倾方向，地层渗透率增大，气藏内储气层倾角平缓，气藏边界不受构造等高线控制，其含气范围形态不规则，如岩性气藏一样；（4）这种气藏的形成首先是储气层下伏有生气活跃的气源岩，有源源不断的气供给储集层。因此，深盆气藏是一种动态圈闭气藏，实际上不存在十分严密的封堵或遮挡条件，一方面下倾方向气源岩源源不断地向致密砂岩注入天然气，另一方面天然气不断向上倾方向渗漏、散失，气藏的形成是天然气持续不断地供给和散失达到某种动平衡的结果。

美国圣胡安盆地下白垩统砂岩在向斜底部的气藏可作为这一类型的代表。该气藏处在盆地大向斜轴部，产层梅萨维达砂岩和达科他砂岩均为低孔隙低渗透性砂岩，孔隙度约为10%，渗透率仅为（1～2）$\times 10^{-3}\mu m^2$，向东北方向储集层物性变差，变为非渗透性；西北和南翼物性较好，孔隙度约为20%，渗透率为$15\times 10^{-3}\mu m^2$。地层向东北急剧抬升，水柱高达1 200m以上，气柱逾600m；西南翼平缓，水柱高逾600m，气柱高仅120m。该气藏是由水

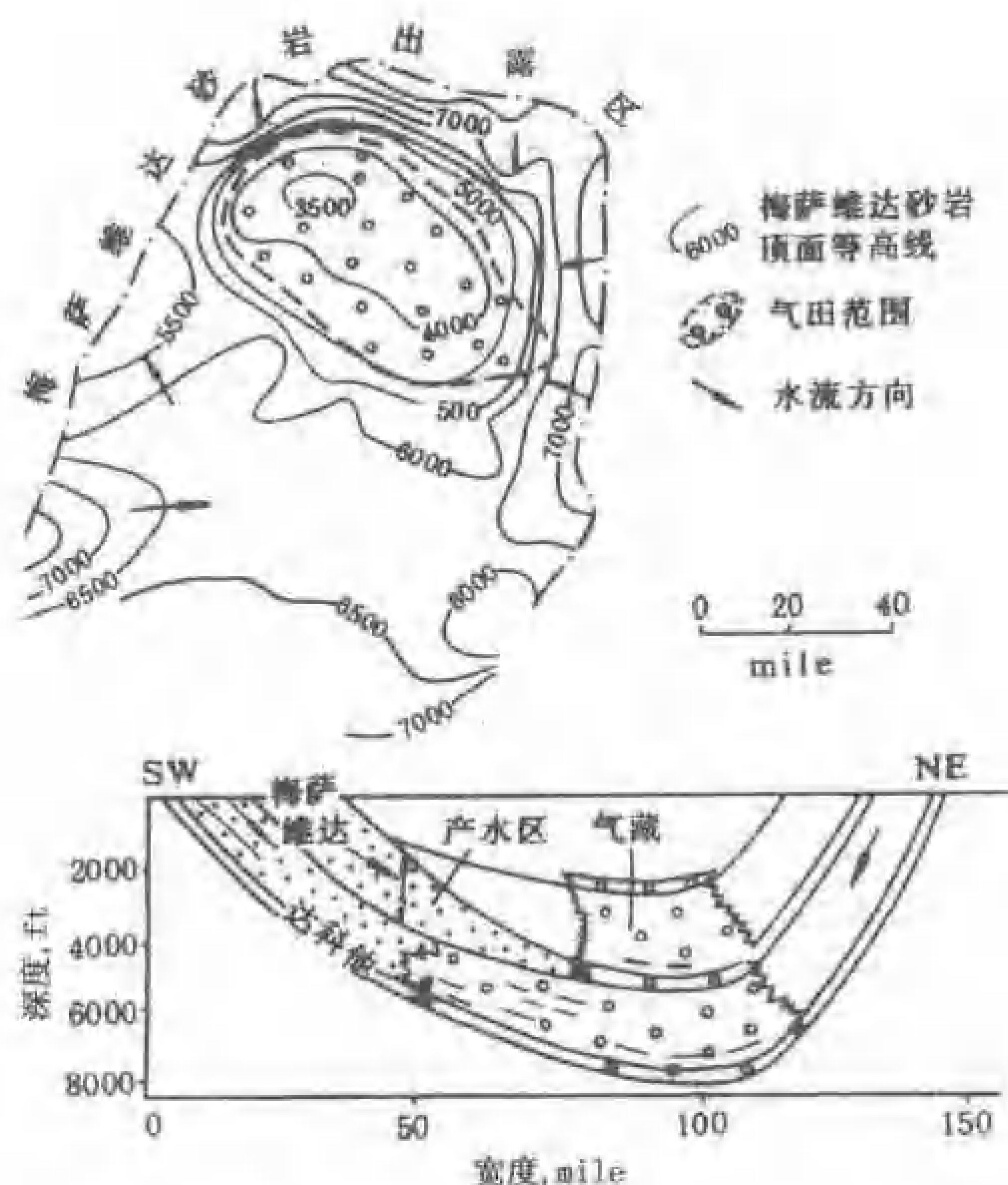


图 7－53 美国圣胡安盆地梅萨维达水封向斜型气藏（深盆气藏）平面及剖面图（据陈荣书，1994）
1ft＝0.3048m；1mile＝1609.344m

动力与非渗透岩层联合封闭而形成的（图7－53）。

以上按圈闭成因，介绍了主要的油气藏类型。另外，近年来国内外发现了大量的非常规储层油藏，如火成岩油藏（玄武岩、安山岩、辉绿岩等）、泥岩油藏等。在我国东部含油气盆地，火成岩油藏分布广泛，已成为一种重要的油气藏。但从圈闭成因角度来分析，这些特殊储集层中形成的油藏可归为构造、地层、岩性等类型中。它们具有特定的成藏条件及油气藏特征，具有储渗条件的岩浆岩体接近烃源岩是形成岩浆岩油气藏的首要条件。

思 考 题

1．将油气藏划分为五大类的主要依据和意义是什么？各大类油气藏的形成机理有何区别？

2．构造油气藏类包含哪些类型？有何主要特点？

3．地层油气藏类包含哪些类型？有何主要特点？其中哪些易形成大油气田？

4．岩性、水动力、复合三类油气藏的重要性何在？

5．如何理解断层在油气藏形成中的作用？

图7-53 美国圣胡安盆地[illegible]气藏剖面图

（据[illegible]，1984）

[illegible]（图7-53）。

[illegible]

思考题

1. 按油气藏圈闭分为五大类的主要依据和意义是什么？各大类油气藏的形成机理有何区别？
2. 构造油气藏包括哪些类型？有何主要特点？
3. 地层油气藏包括哪些类型？有何主要特点？其中哪些最容易形成大油气田？
4. 岩性、水动力、复合三类油气藏的主要特征？
5. [illegible]在油气藏形成中的作用？

第三篇
油气分布及资源评价

通过油气生成及油气藏形成，最终会呈现为油气田、油气聚集带、含油气区、含油气盆地、含油气大区、含油气域等各级油气聚集单元；油气系统则可从时间、空间上表征油气聚集在地壳上的规律性分布；熟悉我国及世界油气资源分布轮廓，剖析前陆、裂谷、克拉通等主要盆地类型的形成及特点，概括了解油气资源评价的任务与方法，有助于指导油气勘探及开发，也有助于学生毕业后迎接国内外油气勘探及综合研究的挑战。

第八章　油气聚集单元

提　要

地壳上的油气聚集，常受区域地质构造及岩性、岩相等地质条件的控制而有级次、有规律地分布。在前述油气藏的形成及类型后，本章依次讲授油气田、油气聚集带、含油气区、含油气盆地等概念及类型，并重点介绍90年代盛行的新概念油气系统的内涵及研究方法。

地壳上油气的分布，常常受到区域地质构造及岩性、岩相等地质条件的控制而成群、成带、成区出现，有明显的规律可寻。油气藏是地壳上油气聚集的最小单元；在受单一局部构造控制的同一面积内若干个油气藏可组成一个油气田；油气田也不是孤立存在的，常受一定地质条件限制成群、成带出现，构成油气聚集带；有些油气聚集带往往具有同样的油气来源，处在同一含油气区内，发生了油气生成和聚集的过程；一个或若干个含油气区具有统一的地质发展历史，可以组成一个含油气盆地。

近10年来，在研究油气富集演化的过程中，发现在油气聚集带与含油气盆地（或含油气区）之间尚有一个油气地质单元"油气系统"，它控制着油气生成、运移、聚集、保存全过程的动态演化模式。

所以，对油气地质勘探工作而言，其任务并非只为寻找某个单独的油气藏或油气田，而是要从板块构造及其发展史的高度，划分出不同类型的含油气盆地及其中可能包括的含油气区；再用油气系统的动态演化观点，开展多学科结合的综合研究，找出有规律分布的油气聚集带和油气田。由此可见，在我们详细讨论了上述油气生成及油气藏形成的各种问题后，尚需进一步研究地壳上的各级油气富集单元及其分布规律。

第1节　油气田及其类型

油气田系受单一局部构造单位所控制的同一面积内的油藏、气藏、油气藏的总和。如果在这个局部构造范围内只有油藏，称为油田；只有气藏，称为气田。

石油和天然气都是流体，不可能原封不动地位于其原来生成的地方。在其他矿产中，有很多矿藏（但不是一切矿藏）实际上是位于它们原来生成的地方。例如与石英脉有关的脉金矿床，是位于生成它的地方；而砂金矿床却是经过搬运后沉积在砂层中成为含金砂层，这样的金矿床往往离它自己出生的地方相当远。油田（或石油矿床）和气田（或天然气矿床）也是如此，油气聚集的场所一般不是它们出生的地方，也是经过运移、聚集才形成的。所以，对应地质矿产学科中惯用的"矿床"术语，在石油地质学中引用"油气田"概念时，要正确理解它的涵义。

这里所说的油气田，不是它们出生的地方，而是现在聚集的场所。石油和天然气之所以能够聚集起来，是由于这里受局部构造单位控制，形成了各种圈闭。这类局部构造单位可以是穹隆、背斜、单斜、刺穿构造等，在它们所控制的范围内往往伴生多种圈闭，从而形成多

种油气藏。这些受同一局部构造单位控制的面积内油藏、气藏的总称，就是一个油气田。例如，酒泉盆地的老君庙油田，是一个受逆掩断层分割的第三系短轴背斜，南缓北陡，在北翼顺轴线有一条大逆掩断层，将背斜分割为南、北两部分。受这个短轴背斜控制，在上盘形成K、L、M三组背斜油藏，并在L油层组内还出现了岩性尖灭油藏，而在北翼被逆掩部分则形成了断层油藏。于是，在这个短轴背斜所控制的面积内，地下各种油藏的总和，就构成了老君庙油田。由此可知，对术语“油气田”的理解应该包括下列涵义：

（1）油气田是指石油和天然气现在聚集的场所，而不论它们原来生成的地方在何处。

（2）一个油气田是受单一局部构造单位所控制。这个“局部构造”是广义的，它可以是穹窿、背斜、单斜、盐丘或泥火山刺穿构造等构造单位，也可以是指受生物礁、古潜山、古河道、古砂洲等控制的非构造单位。在这些“局部构造”控制的范围内各种油气藏的总和，都可以称为油气田。

（3）一个油气田总占有一定面积，在地理上包括一定范围。这个面积大小相差悬殊，小者只有几平方公里，大者可达上千平方公里。不论它的面积大小如何，这个面积总是受单一局部构造单位所控制。例如我国著名的任丘油田，它的面积大小是受下伏中上元古界古潜山控制；而利比亚的英蒂萨尔油田范围却受地下的生物礁所限。一个油气田面积的大小关系到油气田的基本建设和投资，所以，油气田不仅是地质学上的概念，而且还包含有经济学上的意义。

（4）一个油气田范围内可以包括一个或若干个油藏或气藏。例如，原苏联巴什基利亚的卡尔林（Карлинское）油田只有一个油气藏，而我国华北的任丘油田则是多时代、多类型油藏的组合：主要油藏为中上元古界雾迷山组的白云岩古潜山油藏，在北高点的东北倾没部位尚有寒武系府君山组白云质灰岩断层油藏及奥陶系马家沟组石灰岩地层不整合油藏，上覆下第三系沙河街组的砂岩油藏研究较少，类型待定。任丘油田范围内这些油藏的形成，归根到底都受中上元古界古潜山的地质发育历史所控制，从晚元古代以来，这个古潜山经历过多次升降，并遭受断裂、剥蚀等作用，因此才会在不同时代的层系中，形成古潜山、断层、地层不整合及其他类型的圈闭，在油源充分供应下，最终聚集成各种油藏组合在一起，成为任丘古潜山油田今日的面貌。

所以，形成任何一个油气田，单一的“局部构造单位”是最重要的因素，它不仅决定面积的大小，更重要的是它直接控制着该范围内各种油气藏的形成。因此，在进行油气田分类时，往往是以“局部构造单位”的成因条件作为基础。在以往的教材中，我们曾根据上述原则将油气田划分为下列类型（表8－1）。

尽管上述分类反映油气田的成因条件比较明确，但是，随着近十几年来国内外油气勘探开发的新进展，越来越感到在碎屑岩与碳酸盐岩两大不同岩类的发育区域，油气的生成、运移、储集条件都有着不少重要的差别，所形成的油气藏、油气田的类型不仅有相同之处，更为重要的是具有许多不同的特点，致使油气勘探、开发、开采等生产实践及科学研究都存在着明显的差别。为了能够反映油气地质学领域的这些新进展，更便于勘探开采实践，我们认为在进行油气田分类时，首先应该考虑区分砂岩（包括其他碎屑岩）油气田和碳酸盐岩油气田两大类，然后再分别根据其单一局部构造单位的成因特点进行详细分类。这样的分类法不但反映了它们的共性，而且突出了它们的个性，这无疑对石油地质的理论研究和生产实践都有重要意义。

表 8-1 以"局部构造单位"的成因条件划分的油气田类型

<table>
<tr><td rowspan="4">与构造运动有关的油气田组</td><td rowspan="2">背斜油气田</td><td>与基底活动有关的背斜油气田</td></tr>
<tr><td>与褶皱作用有关的背斜油气田</td></tr>
<tr><td colspan="2">单斜油气田</td></tr>
<tr><td colspan="2">向斜油气田</td></tr>
<tr><td rowspan="3">与地下物质活动有关的油气田组</td><td colspan="2">盐丘油气田</td></tr>
<tr><td colspan="2">泥火山刺穿油气田</td></tr>
<tr><td colspan="2">岩浆柱油气田</td></tr>
<tr><td colspan="3">与生物礁活动有关的油气田组</td></tr>
<tr><td colspan="3">与剥蚀突起有关的油气田组</td></tr>
</table>

根据上述原则，可将油气田划分以下两大类（表 8-2）[57]。

表 8-2 以岩性和构造划分的油气田类型

<table>
<tr><td rowspan="11">砂岩油气田类</td><td rowspan="3">背斜型砂岩油气田</td><td>与褶皱作用有关的油气田</td></tr>
<tr><td>与基底活动有关的油气田</td></tr>
<tr><td>与同生断层有关的油气田</td></tr>
<tr><td rowspan="2">单斜型砂岩油气田</td><td>与断裂作用有关的油气田</td></tr>
<tr><td>与沉积作用有关的油气田</td></tr>
<tr><td rowspan="3">刺穿构造型砂岩油气田</td><td>盐丘油气田</td></tr>
<tr><td>泥火山油气田</td></tr>
<tr><td>岩浆柱油气田</td></tr>
<tr><td rowspan="2">不规则带状砂岩油气田</td><td>滨岸砂洲油气田</td></tr>
<tr><td>古河道油气田</td></tr>
<tr><td colspan="2">砂岩古潜山油气田</td></tr>
<tr><td rowspan="4">碳酸盐岩油气田类</td><td colspan="2">大型隆起碳酸盐岩油气田</td></tr>
<tr><td colspan="2">裂隙型碳酸盐岩油气田</td></tr>
<tr><td colspan="2">生物礁型碳酸盐岩油气田</td></tr>
<tr><td colspan="2">碳酸盐岩古潜山油气田</td></tr>
</table>

显然，上述分类只概括了油气田的主要类型。事实上，从大类来看，还有岩浆岩—变质岩油气田、裂隙型粘土岩油气田。从亚类来看，也有向斜油气田、单斜型碳酸盐岩油气田。但是，它们在数量上毕竟较少，在世界油气储、产量地位上也没有太大意义，所以在分类中也就忽略不计了。

第 2 节 油气聚集带及含油气区

油气勘探实践证明，油气田在地壳上不是孤立存在的。人们在发现某个油气田后，经常在其毗邻的构造中找到新的油气田，或在钻井过程中遇到油气显示。这个现象充分说明油气

运移是区域性的，亦即油气运移的主要指向，常常受二级构造带所控制。当这些二级构造带与油源区连通较好或相距较近时，随着油气源源不断供给，整个二级构造带各局部构造的一系列圈闭都可能形成油气藏，造成油气田成群成带出现、成为油气聚集带。

由此可见，油气田的形成，同二级构造带有密切关系。该构造带上的所有油气田都受到同一构造单位的活动所控制，具有相似的地质特征和油气聚集条件。所以，油气聚集带可被理解为同一个二级构造带中，互有成因联系，油气聚集条件相似的一系列油气田的总和。

油气聚集带的形成是二级构造带同油源区和储集岩相带有机配合的结果。沉积盆地内的油源区生成的石油和天然气，首先向上下及周围毗邻的储集岩相带发育区运移，因此这里的二级构造带往往是油气运移的主要指向，成为有利的油气聚集带。如渤海湾盆地东营凹陷及黄骅坳陷沙河街组下部生油区生成的油气，就近运移至油源区附近的二级构造带中优先聚集起来，坨庄—胜利村、东辛两个构造带集中了东营凹陷63%的地质储量（图8-1），大港油

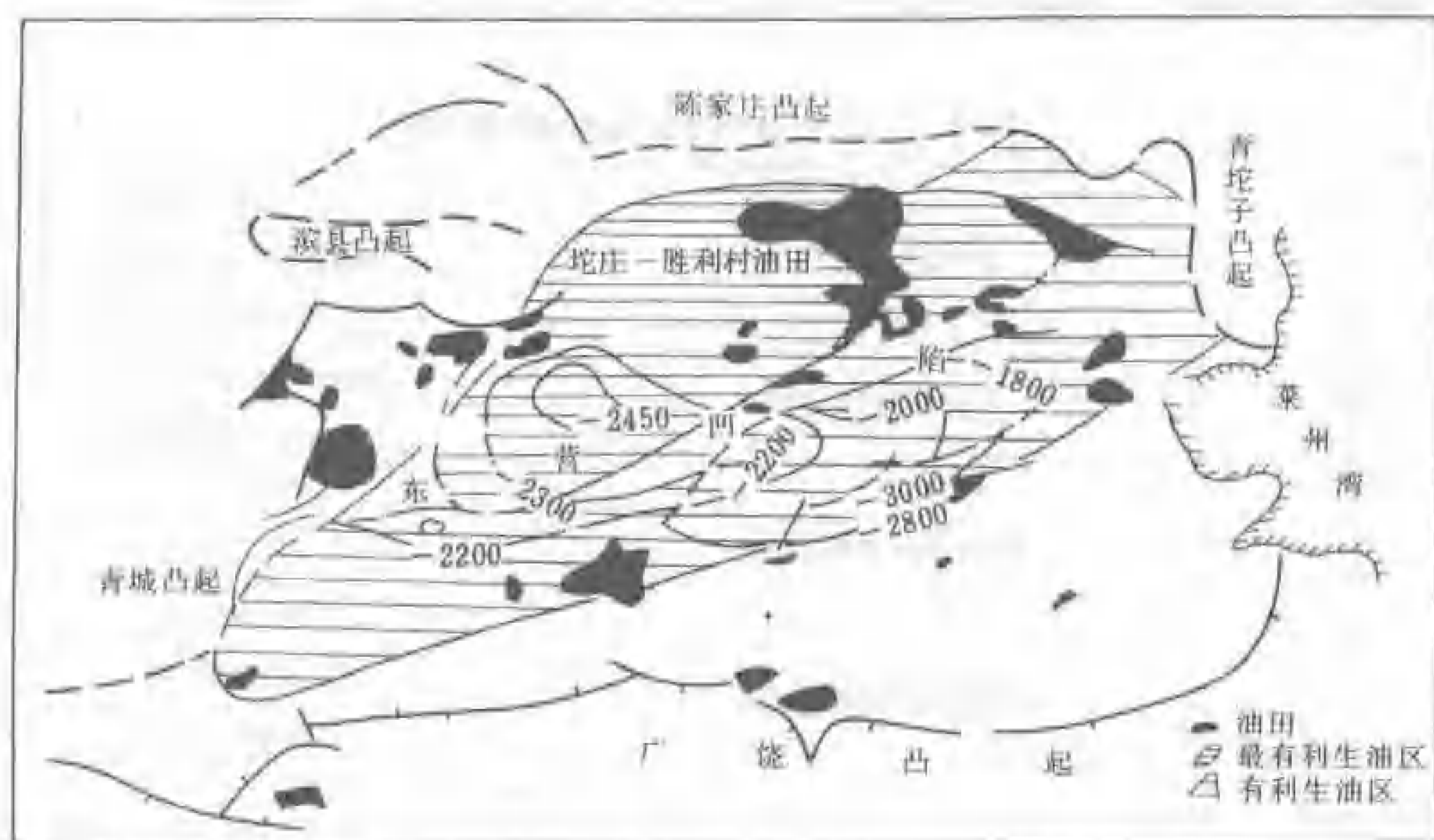


图8-1　东营凹陷油气田分布与生油区的关系
（据石油工业部石油勘探开发科学研究院，1977）

田地质储量也占整个坳陷的60%（图8-2）。如果在沉积盆地的凹陷区，生油层与储集层间互成层、彼此穿插，油源区就是储集区，这里的二级构造带大有“近水楼台先得月”之势，成为最有利的油气聚集带，容易形成特大型油田，例如大庆长垣油气聚集带约集中了松辽盆地80%以上的地质储量（图8-3）。

在地壳上不同大地构造单位的沉积盆地中，由于区域地质构造条件的差别，可以形成各种二级构造带，因此，油气聚集带也就随所处大地构造位置的不同而呈现各种类型。

在地壳的相对稳定区域，基底埋藏较浅，沉积盖层较薄，由于基底断裂或基岩隆起，反映在沉积盖层的构造形态上呈现为较平缓的大型长垣或隆起，形成背斜型的油气聚集带，其中各个背斜或穹窿即为一系列相邻的背斜油气田。它们在成因上都与基底活动有关。松辽盆地大庆长垣和四川盆地中部龙女寺大型鼻状隆起区都是典型的实例。

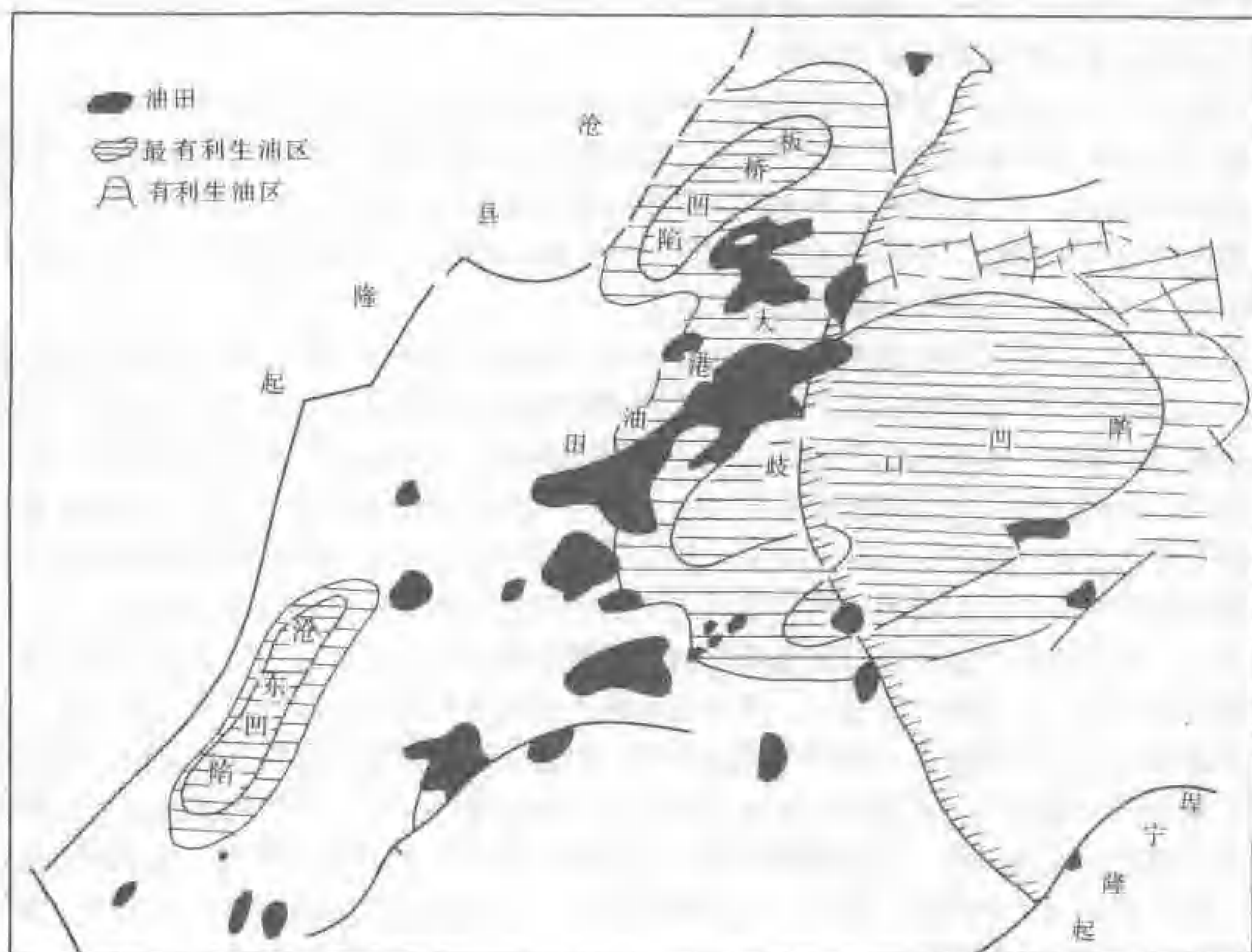


图 8－2　黄骅坳陷油气田分布与生油区的关系（据石油工业部石油勘探开发科学研究院，1977，修改）

在地壳的相对活动区域，受侧压应力的作用常可形成较强烈的背斜褶皱，两翼倾角较大且不对称，陡翼常发育逆断层或逆掩断层，缓翼常伴生垂直于轴向的横断层。这些背斜构造多呈线状或雁行状排列，形成与褶皱作用有关的若干背斜油气田，并成群成带组成背斜型的油气聚集带。

在沉积盆地的边缘地带常常可见到单斜油气田，地层倾向基本一致，构造等高线近于平行，有时在单斜层上被一些鼻状隆起或断层所复杂化。位于盆地边缘的单斜带，经常是水、陆交替的场所，容易形成地层超覆、不整合及岩性尖灭带等类油气藏。这类单斜油气田在盆地边缘往往连片分布，形成一个沿边缘延伸的大单斜油气聚集带。委内瑞拉马拉开波盆地东部玻利瓦尔大单斜油气聚集带是最典型的实例，我国陕甘宁盆地侏罗系发现的油气聚集带也有这种类型。

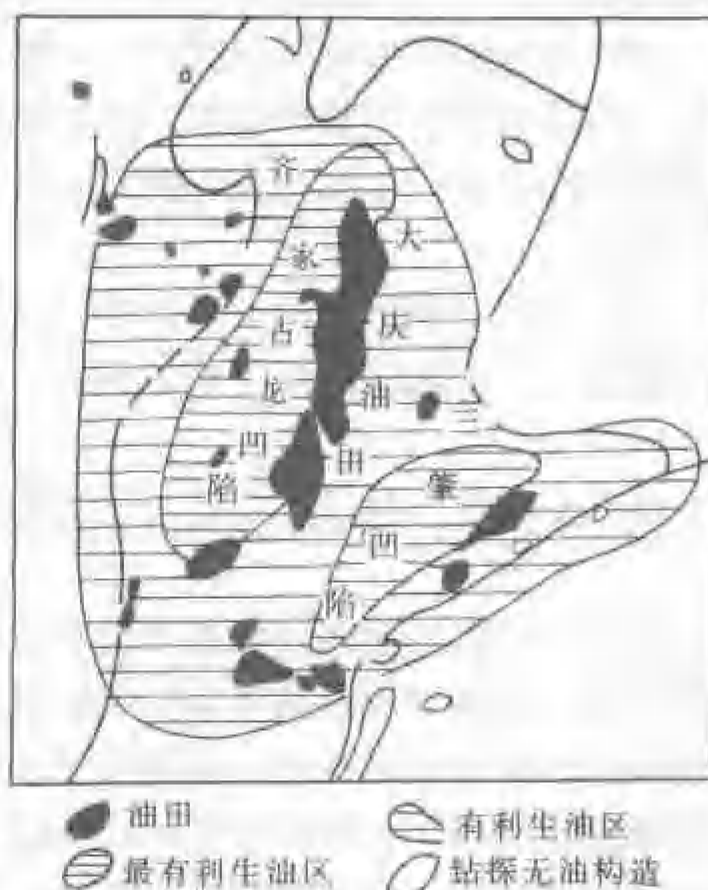


图 8－3　松辽盆地油气田分布与生油区的关系（据石油工业部石油勘探开发科学研究院，1977，修改）

在海相沉积盆地的边缘，位于浅海大陆架地

带，在气候温暖的水域中，造礁生物异常发育，可以形成生物礁块沿海岸线成带分布，这是寻找生物礁块油气聚集带的有利场所。

古潜山油气聚集带多分布在地台区，在古地形剥蚀突起带和古构造剥蚀断块山带，只要它们被年青的生油层系所覆盖，或与油源区相沟通，都可能形成古潜山油气聚集带。渤海湾盆地发育许多由中、上元古界或下古生界碳酸盐岩组成的剥蚀断块山，后被下第三系沙河街组湖相生油层系所掩埋，石油源源不断地沿不整合面和断裂进入剥蚀断块山，形成古潜山油气聚集带，如任丘、霸县等古潜山油气聚集带。

此外，盐丘、泥火山等刺穿构造油气聚集带，分布在膏盐相沉积、粘土岩相沉积和断裂发育区，当具备不均衡压力作用时，这些可塑性物质就易于沿着褶皱和断裂向上刺穿，形成刺穿构造油气聚集带。美国墨西哥湾沿岸、原苏联里海周围，这类刺穿构造油气聚集带较多。

最后，尚需指出：我国东部地台区，中生代的燕山运动影响较剧烈，断裂活动显著，喜山运动又继承了这一特点。因此，在中、新生界地层中常可造成受断层与鼻状隆起组合、断层与滚动背斜带组合、大单斜层被多组断层复杂化的油气聚集带，是值得注意的。

总之，油气田的分布受油气聚集带控制，这种有规律的分布特点，从寻找石油和天然气资源的角度来看，具有重大的意义。因为在明确了油气聚集带的分布规律及其特点后，就可按其分布规律找寻和追索适于储油的局部构造。而这些局部构造的含油气性如何，则应在研究油气聚集带的基础上，根据构造形成时间早晚、圈闭条件好坏、距油源区远近及后期保存情况等方面进行对比分析，以便选择含油气远景最大的构造优先部署勘探。值得强调的是，在同一油气聚集带上的构造，并不一定全都含油气，它们有的可能成为商业油气田，有的可能条件较差而未形成油气田。

从地质发展的观点分析，有利的油气聚集带应当是：

（1）沉积盆地油源区或其附近有长期继承性隆起背斜型油气聚集带。该带离油源区近、储集岩相带发育、构造圈闭形成早，在隆起过程中，已生成的油气便可就近聚集。

（2）在地质历史发展过程中，一般形成较早的油气聚集带含油气较为有利。但也要具体分析。有的后期形成的构造带，隆起幅度较高，油气重新分布，使形成时间较晚但隆起幅度较高的构造含油气远景变大。但是，在一般情况下，油气聚集带的形成时间与隆起幅度往往是一致的。

（3）沉积盆地边缘的大单斜带，往往是有利的储集岩相带发育区，且易形成各种地层和断层圈闭，在区域性油气运移过程中，是油气指向的低势区，有利于形成大单斜油气聚集带。

（4）生物礁、盐丘、古潜山及滨海砂洲发育地带，都可以形成各种特殊类型的油气聚集带。

所以，有利的油气聚集带多位于沉积盆地的洼陷区域。洼陷不断沉降，伴随着较长期的沉积作用，容易导致石油和天然气生成与聚集的过程。但是，产生洼陷的原因，主要同区域大地构造性质有密切关系。这种适于油气生成和聚集的洼陷，在地壳上多分布在地台区的内部拗陷和边缘拗陷，褶皱区的山前拗陷、山间拗陷和中间地块。在每一个沉积拗陷中，地质发展历史和沉积岩系发育特征具有统一性，油气生成和聚集过程也有共同的规律性。因此，在石油地质工作中，可将上述属于同一大地构造单位，有统一的地质发展历史和油气生成、聚集条件的沉积拗陷，称为含油气区。诸如地台内部拗陷含油气区、地台边缘拗陷含油气区、山前拗陷含油气区、山间拗陷含油气区及中间地块含油气区。

地台内部拗陷含油气区主要是指地台区的台向斜拗陷和台背斜上的内部断陷等区域。在古老结晶基底之上发育较厚的沉积岩系，构成多套含油层系。其时代可以是中、上元古代和古生代，也可以是中、新生代。如我国塔里木、华北及华南地台上的一些含油气区就是如此，从含油层系的时代看，中、晚元古代，古生代，中生代，新生代都有；从岩相特征看，中、新生界含油层系为陆相沉积，而中、上元古界和古生界含油层系多属海相沉积。这些地台内部拗陷中广泛分布着与基底活动有关的构造圈闭和地层圈闭，不论是在中心或边缘斜坡都可以形成巨大的油气藏。目前世界上很多特大油气田都分布在这类含油气区中，在石油和天然气的储量、产量上都占有重要地位。

地台边缘拗陷含油气区是指与褶皱区相邻的地台斜坡部分。相对于内部拗陷而言这里的活动性较大，沉积岩系厚度也更大，且倾没深，又具斜坡状，具备油气生成和聚集的有利条件，同时受褶皱区的影响，常产生多种多样的油气聚集条件，形成资源丰富的含油气地区。著名的中东地区阿拉伯地台斜坡就属于这种类型含油气区；我国东南沿海大陆架是否也属此类，尚待进一步研究。

山前拗陷含油气区是指地槽褶皱回返以后，在靠稳定地带边缘处，重新下沉所形成的褶皱山系前缘的新拗陷。沉积岩系厚度大，活动性比地台区强烈，与地台或中间地块相邻接，随着向地台或中间地块过渡，地层厚度随之减小，所以拗陷常呈不对称状。受侧压应力形成的背斜油气田常平行于褶皱山系分布，呈线状或雁行状排列的特点。

山间拗陷含油气区是褶皱带内部的拗陷，四周均为褶皱山系所环绕，活动性强烈，沉降幅度大，沉积岩厚度大，且常以拗陷中央部分厚度最大。拗陷中心常为有利的生油气区，油气生成后向拗陷四周呈放射状运移，形成有利的油气聚集地带。因此山间拗陷中的油气田分布除呈线状或雁行状排列外，还可能见到环状分布的特点。

中间地块含油气区是一种比较特殊的类型。它位于褶皱区内，但其本身又属稳定性的地块。在基底之上有比较厚的沉积盖层和近似地台型的平缓构造。在整个地质发展过程中，周缘的褶皱山系对它有一定影响，并且在油气生成和聚集的特点上也有所反映。但其总的特点仍与地台相似，它常同山前拗陷紧密联系在一起。

后三种类型含油气区，在我国西北古生代褶皱区内有广泛的分布。

第3节　含油气盆地及其类型

地壳表面起伏不平，那些在漫长的地质历史期间曾经不断下降接受沉积的洼陷区域，就可称为沉积盆地。沉积盆地的大小不一，面积从几十平方公里到上万平方公里。由于沉积盆地发育的地质历史长短不同，下降幅度和沉积速率也有差异，导致其中堆积的沉积物厚度相差悬殊，少则几十至几百米，多则可达数千乃至上万米。盆地的基底时代和性质可以是均一的，也可以是复杂的。沉积盆地内汇集了在江、河、湖、海水体中生长的各种生物遗体；各种地质营力也可将附近的陆生生物遗体及残骸带到盆地中来。随着盆地不断下降，不同成分和粒度的沉积物堆积愈来愈厚，形成不同类型的沉积岩，其中既可以发育有利于油气生成的岩层，也可以出现有利于油气储集的岩层。因此，地壳上那些长期处于下降阶段，接受了巨厚沉积岩系的古代沉积盆地，常常就是油气生成和聚集的有利区域。

在漫长的地质历史上，地球曾经历了多次地壳运动，在地史上显示出阶段性发育的特征。因而，在同一区域，不同地质历史时期，沉积盆地的发生、发展、消亡，也都会表现出

不同的阶段性特点。例如在距今5.7～4.5亿年的寒武纪至奥陶纪中期❶华北曾经是一片汪洋大海，海盆的范围囊括了辽、冀、鲁、豫、晋、陕、甘、内蒙等省、自治区及渤海湾，尽管盆底有起伏变化，但它们都处于一个统一的巨大古老海相沉积盆地之中。在经历了复杂的地质演变后，至中、新生代这里却被分割成若干个湖相的沉积盆地或拗陷，如中生界发育的陕甘宁盆地和中、新生界发育的近海湖相沉积拗陷济阳、黄骅、冀中、辽河等等。换言之，时代、环境、大小都不同的沉积盆地可以重叠发育在同一区域，这就为油气勘探工作指明了方向。所以，沉积盆地是石油地质勘探人员首先要研究的对象。

在沉积盆地中，如果发现了具有商业意义的油气田，那么，这种沉积盆地就可视为含油气盆地。因此，含油气盆地首先必须是一个沉积盆地。该沉积盆地在漫长的地质历史期间，曾不断下降接受沉积，具备油气生成和聚集的有利条件，存在着油气田。所以，凡是地壳上具有统一的地质发展历史、发育着良好的生、储、盖组合及圈闭条件，并已发现油气田的沉积盆地，称为含油气盆地。

含油气盆地的基底和周缘的地质特征对盆地的形态、沉积岩系及地质构造的发育都有着严密的控制作用。盆地基底最老者为前震旦系（国外多为前寒武系），属结晶变质基底，性坚硬，是地台基底的一部分；盆地面积较大、属拗陷型者常近圆—椭圆形，属断陷型者则近长方形或菱形，周缘受大断裂控制；盆地内沉积岩系以古生界为主，有时也发育有中新生界，厚度一般较小，约2 000～4 000m；若地台后期活化显著时，最厚可达上万米。盆地的构造活动性一般较小，盖层构造多受基底活动控制，褶皱平缓，小型正断层发育。另一类盆地基底属年轻基底，包括加里东期、海西期或中生代褶皱基底，多属地槽回返后，在褶皱带前缘或内部形成的沉积拗陷，多呈长条形。拗陷内的沉积特征和构造特征多受毗邻的褶皱带控制，沉积岩系厚度大，一般6 000～7 000m，最厚超过10 000m。褶皱及各种断裂均较剧烈。

由于基底和盖层的性质不同，含油气盆地的构造特征也较复杂。在一般盆地内，基底起伏形成的隆起与拗陷属一级构造单元。隆起以相对上升占优势，沉积盖层较薄且往往发育不全，沉积间断较多，在毗邻拗陷的翼部容易出现地层超覆和岩性尖灭带，有利于油气聚集；拗陷是盆地内基底埋藏最深的区域，沉积盖层发育完全，厚度大，岩性岩相稳定，是有利于油气生成的区域，成为含油气盆地的油源区。至于盆地边缘的斜坡区，也属于一级构造单元，同毗邻拗陷的隆起翼部相似，也是有利的油气聚集区。盆地内最低一级构造单元为背斜、单斜和向斜，俗称三级构造（或局部构造），是形成油气田的构造单元；由它们组成的构造带即为二级构造单元，控制油气聚集带的形成。对一般含油气盆地而言，多包括上述三级构造单元。但是，在某些地质构造较复杂的大型含油气盆地内，在隆起与拗陷之下，尚可划分出次级单元凸起与凹陷，因不带普遍性，可列为亚一级构造，不必另立级别。

一、含油气盆地的历史地质学分类

由于沉积盆地的基底可以是均一的或复杂的，于是含油气盆地在区域构造性质上可以是单一型的，也可以是复合型的。例如，我国酒泉盆地是在祁连山古生代褶皱带的山前拗陷含油气区内，在古生代褶皱变质基底之上发育起来的一个中、新生代沉积盆地，整个盆地基底的时代和性质相同，既是一个含油气区，也是一个含油气盆地，因此属单一型含油气盆地。而准噶尔盆地的基底却较复杂，南部为天山古生代褶皱带的山前拗陷含油气区，北部属前震

❶ 据Harland et al，1964年发表的地质时代年龄计算表，见《Principles of isotope geology》，1977年。

且系变质基底的中间地块含油气区，二者在中、新生代组合成一个统一的沉积盆地。但是，由于二者基底时代和性质不同，导致其生、储、盖组合时代及圈闭条件都有显著差别，因此应属于由两个不同性质含油气区组成的复合型含油气盆地。

另一方面，沉积盆地在发展历史上显现出的阶段性发育特征，也就使含油气盆地在沉积发育史上，表现为少时代单相生油层系组合和多时代多相生油层系组合的两种不同类型。例如，酒泉盆地只有中、新生代陆相生油层系组合，而在渤海湾盆地冀中坳陷不仅具有新生代陆相生油层系组合，而且其下尚伏有早古生代海相生油层系组合，甚至在中、晚元古代还可能发育着海相生油层系组合。

所以，为了更有助于油气勘探工作，有必要根据区域构造性质及沉积发育史特征，将含油气盆地划分为下列类型（表 8－3，图 8－4）[54]，现分述其主要特征如下。

表 8－3　含油气盆地的历史地质学分类表（据张厚福，1979）

区域构造性质 \ 沉积发育史				少时代单相生油层系组合	多时代多相生油层系组合
单一型含油气盆地	地台内部坳陷	台向斜			松辽、四川、陕甘宁、密执安、伊利诺斯、西西伯利亚
		断陷	单断坳陷		济阳、冀中、黄骅
			双断坳陷（地堑）		下辽河、临清、莱茵、红海、第聂伯—顿涅茨
	山前坳陷			酒泉、阿巴拉契亚、东喀尔巴阡	
	山间坳陷			吐鲁番、民和、洛杉矶、文图拉、费尔干、西欧北海	
复合型含油气盆地	山前坳陷—地台边缘斜坡				西台湾及东南沿海大陆架（?）、波斯湾、墨西哥湾、西加拿大、撒哈拉、伏尔加—乌拉尔
	山前坳陷—中间地块				塔里木、准噶尔、柴达木、马拉开波、潘农、南里海

二、含油气盆地的板块构造学分类

60 年代后期板块构造理论提出后，显著促进了含油气盆地的研究。哈尔布蒂和克莱姆（M. T. Halbouty & H. D. Klemme，1970）、麦克罗森（R. C. McCrossan，1973）、贝利（A. W. Bally，1975）、鲍特（M. H. T. Bott，1976）、迪肯森（W. R. Dickinson，1976）等相继发表了很多重要论著，对含油气盆地的形成机理、类型及其与油气聚集的关系，进行了科学的分析与归纳。我国著名石油地质学家朱夏热心于含油气盆地的研究，1980 年精辟提出要注意将形成油气的基本地质要素（四个 M）、控制条件（四个 S）及影响因素（三个 T）之间的错综复杂的关系联系起来，加以综合分析[31]。四个 M 系指生油物质（Material）、成熟度（Maturity）、运移（Migration）、保持（Maintenance）；四个 S 是沉陷（Subsidence）、沉积作用（Sedimentation）、应力场（Stress field）、型式（Style）；三个 T 包括构造位置（Tectonic Setting）、时间（Time）、热条件（Thermal Condition）。不难看出，上述这些概念囊括了含油气盆地的沉积史、构造史、地热史，以及油气生成、运移、聚集、保存等全部主

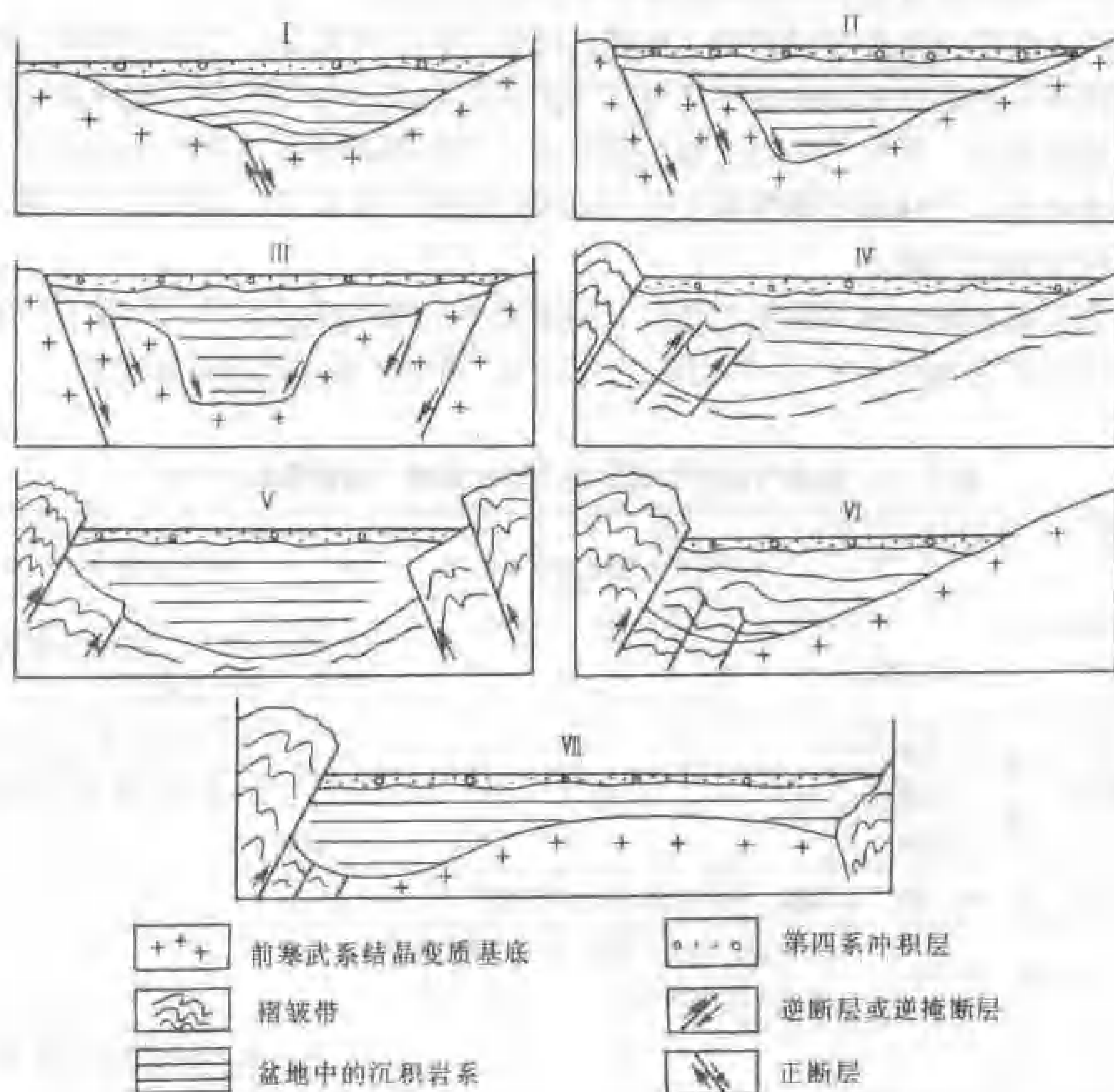


图 8－4　含油气盆地类型模式图（据张厚福，1979）

Ⅰ—台向斜型含油气盆地；Ⅱ—单断拗陷型含油气盆地；Ⅲ—双断拗陷型含油气盆地；Ⅳ—山前拗陷型含油气盆地；Ⅴ—山间拗陷型含油气盆地；Ⅵ—山前拗陷—地台边缘斜坡型含油气盆地；Ⅶ—山前拗陷—中间地块型含油气盆地

要要素。如果将它们数字化输入电子计算机进行模拟，可能得出关于含油气盆地油气聚集条件和资源量的比较完整的概念。其他如甘克文（1982）、刘和甫（1983）等也发表了很好的见解，提出了分类方案。

现简介迪肯森提出的含油气盆地的板块构造观点分类方案如下：

迪肯森（1976）从板块构造观点将盆地分为两大类[98]：裂谷环境盆地和造山环境盆地，并指出在时间顺序上，某一盆地在不同时期可以发生在不同类型的环境中，也可以出现逐渐过渡的情况。

Ⅰ．裂谷环境盆地：以离散板块运动和地壳张裂作用为主，地壳变薄引起了下沉作用。

I_1．内克拉通盆地（Infracratonic Basin）：大陆内部的裂谷盆地，盆地基底变薄；

I_2 边缘拗拉槽（Marginal Aulacogen）：大陆边缘凹入部分向大陆内部延伸的夭折裂谷，基底为洋壳或过渡壳；

I_3. 原始大洋裂谷（Protoceanic Rift）：在两个大陆陆块之间开始形成的狭长洋壳，沉积作用仍受两侧大陆的影响；

I_4. 冒地斜沉积棱柱体（Miogeoclinal Prism）：沿大陆与海洋过渡带的陆阶、陆坡及陆隆上发育的沉积复合体，覆盖了张裂的大陆边缘；

I_5. 陆堤（Continental Embankment）：在张裂大陆边缘外沿，形成逐渐向海洋推进的沉积物；

I_6. 新生大洋盆地（Nascent Ocean Basin）：在大洋中脊与大陆陆块之间，大洋岩石圈增长和下沉形成的新生盆地，浊积岩组成的深海平原发育在洋壳之上；

I_7. 扭张性盆地（Transtensional Basin）：沿着复杂的转换断层系，在地壳局部变薄的部位，发育的拉张盆地或楔形断陷盆地；

I_8. 弧间盆地（Interarc Basin）：由于岩浆弧裂开，在不活动的残留弧与继续活动的前弧之间洋壳下降形成的小洋盆。

Ⅱ. 造山环境盆地：以挤压板块运动和造山形变作用为主。

$Ⅱ_1$. 海沟（Oceanic Trench）：在板块俯冲的消减带形成的深海槽；

$Ⅱ_2$. 斜坡盆地（Slope Basin）：在海沟轴与海沟斜坡折点之间的断陷盆地，其沉积物与上述海沟沉积物一起合并到消减杂岩体中；

$Ⅱ_3$. 弧前盆地（Forearc Basin）：在海沟斜坡折点与岩浆岛弧之间间隙中的盆地；

$Ⅱ_4$. 周缘前陆盆地（Peripheral Foreland Basin）：在大陆陆块周缘，与碰撞造山缝合线带相接处形成的盆地，造山带倒向盆地，蛇绿岩缝合线带比岩基岩浆带、火山岩带更靠近盆地；

$Ⅱ_5$. 弧后前陆盆地（Retroarc Foreland Basin）：在大陆陆块边缘岩浆弧后面，与岛弧造山带相邻的前陆盆地，蛇绿岩消减杂岩体比岩基岩浆带、火山岩带更远离盆地；

$Ⅱ_6$. 破裂前陆盆地（Broken Foreland Basin）：造山带的前陆盆地，无论周缘环境或弧后环境，由于基底变形和块断所形成的构造凹地；

$Ⅱ_7$. 扭压性盆地（Transpressional Basin）：沿着复杂的转换断层系，可以形成扭动褶皱和断拗盆地；

$Ⅱ_8$. 残余海洋盆地（Remnant Ocean Basin）：沿着岛弧—海沟系一侧，由于老岩石圈的消减而产生的收缩海洋盆地。

三、含油气盆地的地球动力学分类

刘和甫（1983）从地球动力学观点，认为地球旋转惯性力和重力两种主导作用力控制了含油气盆地的形成环境，从而划分为张裂环境、挤压环境、剪切环境及重力环境四大类盆地，详见表 8-4[23]。

总的来讲，地壳上的含油气盆地共约有 600 多个，其中只有 160 个盆地经过详细勘探，产出了商业石油（M. T. Halbouty, 1978）[133]。尽管这些盆地的特点各式各样，可以从不同角度提出含油气盆地的各种分类方案，但是只要掌握了它们的区域构造性质和沉积发育史，就可以对其含油气远景作出初步评价。从国外勘探程度较高的国家看，几乎凡是有沉积岩发育的区域，即在沉积盆地内，便有可能找到大小不等的油田。人们只有对各个盆地的区域构造性质和沉积发育史进行全面的综合分析，才能提出科学的勘探部署，正确指导油气勘探。

表 8-4　以地球动力学为基础的含油气盆地分类（据刘和甫，1983）

张裂环境	1. 大陆裂谷盆地	如北海盆地
	2. 陆间裂谷盆地	如红海盆地
	3. 大陆边缘盆地	如尼日尔盆地
	4. 边缘海盆地	如日本海盆地
挤压环境	5. 山前盆地	如酒泉盆地
	6. 山间盆地	如准噶尔盆地
	7. 弧前盆地	如库克湾盆地
	8. 弧后盆地	如台湾西部盆地
剪切环境	9. 张扭性盆地	如死海盆地
	10. 压扭性盆地	如圣华金盆地
重力环境	11. 克拉通内部盆地	如密执安盆地
	12. 克拉通边缘盆地	如北里海盆地

第 4 节　油气系统

油气系统（Petroleum System，有人译为含油气系统）是国外 90 年代兴起的石油地质学重要进展。自 1991 年美国 AAPG 年会及 1994 年美国 AAPG 与墨西哥 AMPG 联合举行"油气系统地质研讨会"，陆续出版《美国的油气系统》（L. B. Magoon，1988），《油气系统——从源岩到圈闭》（L. B. Magoon & W. G. Dow，1994）[145]等专著后，引起国际石油地质界的广泛关注。中国石油学会石油地质专业委员会于 1996 年 11 月在贵州省安顺市召开了"中国含油气系统及其在油气勘探中应用学术研讨会"，出版了《中国含油气系统的应用与进展》论文集[13]，反映了我国的研究现状与进展，显著促进了油气系统在我国的研究蓬勃发展。

一、油气系统的概念

多旋回构造运动是中国及世界许多含油气盆地的重要特征之一，尤其是古生代（含震旦纪和三叠纪）发育的海相地层更是如此，如我国南方扬子陆块古生代海相地层多则经历了七次重要的地壳运动，各时代海相原型盆地多次改造，面目全非，油气生成、运移、聚集、保存或逸散等过程经历了复杂变迁；西北、华北等海相地层发育区也有类似特点。国外盛行的油气系统概念（Magoon & Dow，1994）及成因分类法（Demaison，1994）均难适用。怎样在多旋回构造变动区研究油气系统？这不仅是中国石油地质学家面临的挑战，也是世界范围期待解决的难题。

根据多旋回构造运动区的区域地质特征，对油气系统的定义及分类方案均做了重要修正[56]。

国外盛行的油气系统定义是：一个包含着有效烃源岩、与该源岩有关的油气以及油气聚集成藏所必须的一切地质要素和作用的天然系统（Magoon 等，1994）。但是，在多旋回构造运动区，后期运动的改造已使烃源岩在油气系统中的作用相对降低，多期成藏、晚期成藏、纵向混源等特点，使上述油气系统概念难以适用，因此，特将定义修正为：油气系统是在任一含油气盆地（凹陷）内，与一个或一系列烃源岩生成的油气相关，在地质历史时期中经历

了相似的演化史，包含油气成藏所必不可少的一切地质要素和作用在时间、空间上良好配置的物理—化学动态系统[56]。其顶受区域盖层及上覆岩系所限，底为底层烃源岩所覆盖的储集层。这个定义不仅可用于只发育某一时代烃源岩的地史简单的中、新生代盆地，更适用于经多旋回运动改造的古生代含油气盆地。

油气系统研究的关键在于将盆地中的有效烃源岩系、储集层、盖层、上覆岩系等基本地质要素与圈闭形成、油气生成、运移、聚集、保存等成藏作用纳入统一的时间、空间范围内，开展静态与动态紧密结合的综合研究，科学地阐明油气藏的形成、类型、特征及分布规律。

任一油气系统都具有系统、层次、功能、动态等特点。各要素之间、各作用之间及其与所处时、空环境之间都有着千丝万缕的相互联系和相互制约，构成不同层次的若干子系统；随着历史发展演化，由量变到质变、由低级到高级，其最终产物不是诸要素和作用的线性叠加，而是出现质的飞跃，具有崭新性质或特定功能。即在各个油气系统中形成有规律分布的各类油气藏的组合，呈现某种相对平衡的动态地质结构，成为快速、高效、低风险的油气勘探对象[53]。

油气系统与含油气盆地、含油气区、油气聚集带等不同级别的油气富集单元之间密切相关，而又彼此有所区别，在实际应用中切忌将任何二者等同看待，否则就失去了油气系统研究的真谛。

油气系统是介于含油气盆地（或含油气区）与油气聚集带（或成藏组合）之间的一个油气地质单元。在一个含油气盆地或含油气区内，可有若干个油气系统重叠分布；在平面上，不同时代、不同类型的油气系统则可展现在一个或若干个油气聚集带中。油气系统的研究重点是烃源岩与油气藏之间的成因关系，即查明盆地内或区内烃源岩有机质在何时以何方式转化为烃？油气在何时以何方式运移？何时何地聚集成藏？油气藏的类型及分布规律如何？

油气系统的命名法尚在探索中，Magoon 等（1994）认为油气系统的名称应该包括烃源岩系名称、主要储集层名称及可靠性等级的符号：

（!）已知油气系统：油气藏与烃源岩有良好的地球化学匹配关系；

（·）假想油气系统：利用地球化学资料可以确定烃源岩存在，但烃源岩与油气藏之间缺乏对比依据；

（?）推测油气系统：仅根据地质及地球物理证据推测。

例 1： Deer-Boar（·），表示一个以 Deer 页岩为烃源岩、Boar 砂岩为主要储集层的假想油气系统。

例 2： 鄂尔多斯盆地宏观上可以划分为下古生界海相、上古生界海陆过渡相、中生界陆相三大油气系统。其中上古生界油气系统命名为：太原组 + 山西组—山西组 + 下石盒组（!）已知天然气系统。

二、油气系统的组成

在具备基本地质要素与成藏作用过程的前提下，在研究油气系统的组成时，必须分析含油气盆地或含油气区内，是否能满足有效油气系统存在的定量基础：

（1）在圈闭形成过程中或形成后，体积上有足够数量的油气生成；

（2）有利的运移排出几何通道，保证油气能呈汇聚式运移到圈闭中去而不致逸散；

（3）存在容积足够大的系列圈闭，能够保存从最初注入至现在继续充注的油气。

因此，根据各含油气盆地或含油气区的石油地质特征研究油气系统的组成时，可以提出

不同的方案，但是至少应包括两个子系统：

（1）生成子系统（Generative Subsystem）：在某一时间段内能提供一定数量的油气量。它受一些化学作用控制。

死亡有机体→干酪根，属生物化学降解作用；

干酪根→石油和天然气，一般属热化学动力学反应。

在构造应力作用下，到塑性变形阶段有机质成熟转化为油气，则属力学化学反应过程。

（2）运移—捕集子系统（Migration-Entrapment Subsystem）：从成熟烃源岩汇集与分配油气，形成商业油气藏或逸散。它受物理作用控制（油气在地层水中的浮力、孔隙介质中的流体渗流、毛细管压力、构造应力、压力—温度—组分关系等）。

（一）生成子系统

在生成子系统中，需定量研究区域充注量及圈闭的油气充注量两个参数：

区域充注量（Regional Charge）：区域性生烃凹陷中可加以捕集的总油气量，等于区域性生烃凹陷中生成的油气量减去排烃与运移中的散失量；

圈闭充注量（Trap Charge）：圈闭能够捕集的烃类数量，等于圈闭集烃范围内生成的油气量减去运移过程中的散失量。

上述两个参数都涉及油气生成量

油气生成量 = 烃源岩生烃潜量 × 成熟烃源岩体积 × 烃源岩密度 × 转化系数

烃源岩生烃潜量系指烃源岩热解求得的 $S_1 + S_2$，相当于每吨岩石的生烃潜量（单位：kg/t），转化系数则可模拟求得。

另外，计算区域充注量和圈闭充注量时，排烃与运移中的散失量则难以精确测定，因为排烃效率受烃源岩厚度、沉积组构、矿物基质、干酪根丰度、成熟度、压力状况等制约；运移损失则随运移通道倾角、油（气）水密度差、界面张力、润湿性、岩石不均质性等而变化。变量太多，因地质环境而异，实难求准。

为了回避上述计算中的困难，简化统计方法，建议采用烃源岩潜量指数（Source Potential Index，简称 SPI）。

烃源岩潜量指数也可称累积生烃潜量，系指面积为 $1m^2$ 的烃源岩柱的最大生烃量（单位：t/m^2），是衡量累积生油气潜力的尺度。它不能区分生油能力与生气能力。除非烃源岩系在埋藏过程中已完全成熟，否则不能获得总生烃量。

烃源岩潜量指数将烃源岩厚度与丰度结合成单一参数

$$\mathrm{SPI} = \frac{H(\overline{S_1 + S_2})\rho}{1\,000} \qquad (8\text{—}1)$$

式中 H——烃源岩厚度，m，应排除缺乏有效烃源岩潜力的夹层，求出累积厚度。有效烃源岩下限为每吨岩石 2kg 烃，特定情况可降至每吨岩石 1kg 烃。烃源岩厚度需做井斜、地层倾角及其他构造复杂性校正；

$\overline{S_1 + S_2}$——平均生烃潜量，kg/t，可由 Rock-Eval 求得，约每 10m 取样，作出样品深度与生烃潜量交会图，然后利用下式求取

一系列矩形面积之和 / 未校正的烃源岩总厚度 = 烃源岩平均生烃潜量

ρ——烃源岩密度，t/m³，常简化规定 ρ 为 2.5t/m³ 或 2.3t/m³。

在计算 SPI 时，应注意下列事项：

（1）只有在已确认的热成熟生烃区才适于对烃源岩作 SPI 计算。

（2）取样时以位于未成熟至成熟早期最佳，计算的 SPI 可信；成熟达生油窗中部或高成熟烃源岩 SPI 会明显降低，因已排烃。

（3）某烃源岩系成熟前的 SPI 理论值可用盆地不太成熟区中具相同有机相、相当层的平均生烃潜量来计算。

（4）根据 SPI 理论值与现今残留 SPI 值之差可粗略计算 1m² 烃源岩柱的排烃量（t/m²）。

SPI 在油气勘探中的应用：

（1）烃源岩丰度用 $\overline{S_1+S_2}$，而不用 $\overline{TOC}$，因后者未考虑干酪根类型的变化。用 $\overline{S_1+S_2}$ 可对不同类型干酪根的烃源岩生油气潜量进行分析评价比较。例如，将含Ⅲ型干酪根而具较大厚度的贫源岩（尼日尔三角洲第三系）与含Ⅰ、Ⅱ型干酪根而厚度较小的富源岩（北海或西西伯利亚上侏罗统）相比。甚至可编制某一烃源岩系 SPI 区域变化趋势图。

（2）SPI 分级方案：烃源岩评价必须联系控制运移方式的总体构造与地层格局，垂向排烃系统与侧向排烃系统在供给油气来源的特点上存在显著差别（表 8－5）。

表 8－5　垂向排烃系统与侧向排烃系统供给油气来源比较

供给油气来源	垂向排烃系统	侧向排烃系统
成熟烃源岩面积	小	大
成熟烃源岩横向分布	差	发育
油气生成区	小	大
圈闭集油范围	小	大

正是由于上述差别，两种排烃系统在 SPI 分级的数值界限上就会有明显不同（表 8－6）。

表 8－6　垂向排烃系统与侧向排烃系统 SPI 分级数值界限

SPI 分析	垂向排烃系统	侧向排烃系统
低（欠充注）	<5	<2
中（正常充注）	5～15	2～7
高（过充注）	≥15	≥7

无论垂向排烃系统或是侧向排烃系统，只要 SPI 达到高级（过充注）阶段，常可发现巨型以上油气田。例如欧洲北海上侏罗统、渤海湾下第三系等裂谷盆地属前者；西西伯利亚上侏罗统、准噶尔盆地上三叠统等前陆盆地斜坡部位均属后者。

（3）编制综合 SPI 图及成熟度图：在含油气盆地或含油气区内，编制有效烃源岩系的 SPI 等值线图，圈出具最高油气充注能力的区段，即可早期预测可能发现巨型以上油气田的有利部位，内插、外推，指导勘探。

（二）运聚子系统

根据含油气盆地或含油气区的总体构造—地层等区域地质背景，分析生储盖组合及有效

圈闭。

生储盖组合：旋回式、侧变式或间隔式。

有效圈闭：圈闭位置与烃源区的关系；圈闭形成时间与油气运移时间的关系；水压梯度—流体性质与油、气聚集的关系；温度、压力与封盖的关系。

在上述生储盖组合及有效圈闭等条件基础上，讨论运移排烃方式和聚集方式。

运移排烃方式包括：

垂向运移：旋回式、间隔式（断层）；

侧向运移：侧变式、间隔式（不整合）。

聚集方式包括：

高阻：过充注、正常充注，盖层封闭好（区域盖层、厚、突破压力大）；

低阻：正常充注、欠充注，盖层封闭差（局部盖层、薄、突破压力小）。

1. 运移排烃方式

受区域地质特征控制，可根据盆地的主要构造及地层组构来预测。

（1）侧向排烃油气系统。要求有横向连续的区域盖层覆在广泛发育的渗透性储集层单元之上（即盖—储“双层”结构）、弱—中等挤压构造变形或完整的单斜坡道。包括：前陆盆地，如阿拉斯加北坡、安第斯山边缘盆地、准噶尔盆地；克拉通拗陷，如威利斯顿盆地、撒哈拉东部三叠纪含油区、鄂尔多斯盆地。

侧向排烃系统的特点：

1）油藏常出现在远离烃源区的未成熟沉积地层中。在海相沉积盆地长距离运移的油藏占该系统聚油体积的50%以上，运移距离可逾160km；而在湖相盆地一般运移距离在50km以内，个别可达80km。

2）出现于有效区域盖层之下同时代的单一储集层系统中，储藏有该系统聚集的绝大多数油气。

3）在有效区域盖层中，断裂作用较小或不明显。

4）在过充注的侧向排烃系统中，近盆地边缘较浅的未成熟地层部位常见大型重质油油藏，如委内瑞拉东部、西加拿大阿萨巴斯卡巨型极重油带。

（2）垂向排烃油气系统。油气汇聚式垂向排出与中—高等程度构造变形、变位有关。张性、扭性及冲断构造可产生断层—裂隙系统，成为汇聚式油气垂向运移的通道。包括：裂谷盆地，如北海、吉普斯兰、渤海湾等盆地；盐盆地，如罗马尼亚、下刚果、墨西哥湾等盆地；第三纪三角洲盆地，如尼日尔、墨西哥湾沿岸等拉张同生断层发育区，滚动背斜发育；张扭性盆地，深部烃源岩充注的多层油气藏，如洛杉矶、文吐拉等盆地；冲断层带，受控于有效的顶部盖层，如扎格洛斯、怀俄明、喀尔巴阡等。

垂向排烃系统的特点：

1）几乎所有油气藏均出现在区域生油窗的正上方及其毗邻地区，侧向运移距离短，往往小于30km。

2）常发育叠置的多层油气藏，混源特征明显，有时时代差异大但却含相同成因类型的原油，垂向上各层原油常见层析现象。

3）断裂作用仍保持活动性，直到最后的有效区域盖层沉积时为止。

4）在过充注垂向排烃系统中，若断裂作用至今仍具活动性，地表常见许多油气苗。

2. 聚集方式

上凸构造圈闭的顶部盖层同时也是侧向封堵层，对油气聚集保存最有效，所以世界上大部分常规石油储量都发现于四面闭合的构造中。若一构造圈闭依赖于断层封闭，常会有封盖风险。

三面构造闭合与储层尖灭或地层不整合结合的构造—地层复合型圈闭，已被世界若干超巨型油藏证实了其有效性，如普鲁德霍湾、玻利瓦尔沿岸、东得克萨斯等。没有任何构造控制的单纯地层圈闭常常封闭不完善，规模较小。

所以，构造变形程度和盖层完整性是鉴定油气聚集方式的关键因素，它们控制着防止油气散失的阻抗。油气聚集方式可分高阻和低阻两类：

（1）高阻系统：以侧向连续盖层与中—高等程度构造变形相结合为特征，过充注或正常充注。

区域盖层连续性对圈闭完整及汇聚圈闭周围供油气面积很重要，如前陆盆地、克拉通盆地；断裂背景下盖层局部破裂，导致油气垂向运移或形成断层封闭，在第三纪三角洲，裂谷盆地及其他张性区域常见。

（2）低阻系统：或以缺乏有效区域盖层、有高—低等程度构造变形为特征，或以区域盖层连续、低程度构造变形为特征，正常充注或欠充注。若为过充注，则常形成重质或极重质油。

三、油气系统的分类

G．Demaison 和 B．J．Huizinga（1994）根据油气系统三方面的综合限定因素，提出了成因分类法[122]。这些因素是：

（1）充注因素（Charge Factor）：过充注、正常充注、欠充注。

根据成熟烃源岩的丰度和容积来估算烃源岩潜量指数（SPI），将烃源岩的丰度与厚度综合成单一参数，用来比较不同类型干酪根的烃源岩的生油气潜量，这是快速估算区域性充注能力的捷径。

（2）运移排烃方式（Migration Drainage Style）：垂向排烃、侧向排烃。

根据盆地的构造和地层格架来确定。

垂向运移排烃方式：出现在盖层被断裂系统破坏的盆地或地区。

侧向运移排烃方式：出现在地层连续、盖层—储集层“双层”结构大面积展布的构造稳定区。

（3）聚集方式（Entrapment Style）：高阻、低阻。

取决于大地构造格架及盖层存在与有效性，说明用以阻止已充注油气散失的阻力（阻抗）程度。

根据上述因素的不同组合将油气系统划分为 12 种类型，可一目了然知晓其含油气远景。例如：

过充注垂向运移高阻油气系统，远景大，如洛杉矶、北海、渤海湾等盆地；

过充注侧向运移高阻油气系统，远景大，如西西伯利亚、中央阿拉伯、准噶尔等盆地；

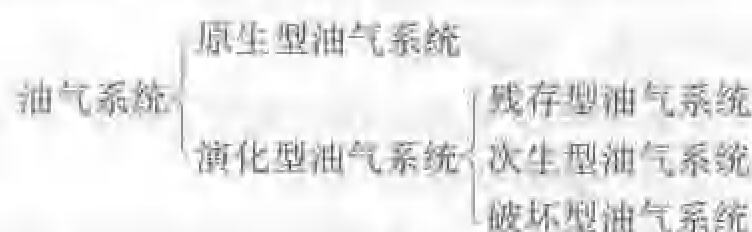
正常充注垂向运移高阻油气系统，远景较大，如尼日尔三角洲；

欠充注侧向运移低阻油气系统，远景小，如丹佛盆地。

这种油气系统的成因分类法对地质历史简单的盆地是很适用的，但是在多旋回构造运动区则难以应用。为此，我们根据中国区域地质构造特征，拟定出油气系统的历史—成因分类方案[56]。

分类原则：一方面从成因角度划分原型盆地的油气系统类型；同时从历史演化角度分析油气系统形成后的动态变化；最后根据实际区域地质特点划分可操作的油气系统类型。

据此将海相或湖相原型盆地从成因角度划分出原生型油气系统；而经构造变动改造后的残留盆地则从历史演化角度确定出残存型、次生型和破坏型三类可操作的油气系统类型：



各类油气系统之间的历史—成因关系可见分类法图解（图 8－5）。



图 8－5　油气系统的历史—成因分类法图解
（据张厚福等，1999）

现分述各类油气系统的涵义如下。

原生型油气系统：系在地史沉积—成岩期间，包含着油气从烃源岩到圈闭聚集演化全过程的系统。东海、南海第三系发育着这类油气系统。而在构造活动较剧的古老地区，它可能在强烈构造变动之前已经形成，后期经历了显著变化从而成为残存型、次生型或破坏型等与原生型对应的演化型油气系统。在经历了多期复杂构造变动改造的南方中、古生代海相地层发育区，原生型油气系统多已面目全非，可能只具有理论与历史意义。即使存在，相对较高的烃源岩有机质成熟度使天然气藏成为这类油气系统中主要的勘探目标。

残存型油气系统：是在原生型油气系统形成之后，多期构造运动使其遭到破坏，在造山带几乎完全破坏、剥蚀、仅在其边缘尚可能有部分油气藏幸存；但在拗陷区基本地质要素可被完好地保存下来，烃源岩在继续埋藏过程中尚可二次或多次生烃，并在相关的有效圈闭中聚集成藏，皆属于残存型油气系统。四川盆地川东地区发现的五百梯等大气田就属志留系—石炭系残存型油气系统；中、下扬子的拗陷区也有望找到此类油气系统。在志留系滑脱层之下的下古生界碳酸盐岩大型背斜，可能是在南方寻找大、中型油气田的重要目标。

次生型油气系统：或者是原生型油气系统中的油气藏，在后期构造运动中遭到破坏，油气重新分配，沿断层或不整合发生再运移、聚集成次生油气藏，中、下扬子区古生界海相地层，乃至中、新生界陆相地层中的油气藏，可能有一部分与此类油气系统有关；另外，还可能是烃源岩先期成熟，排出的液态烃弥散在储集层中尚未成藏，后经历了高、过成熟阶段转化为气态烃并溶于地层水中，以后由于构造抬升，呈水溶状态的气态烃在适宜条件下析出并进入有效圈闭而形成气藏，也应属于次生型油气系统。由上可知，次生型油气系统具有明显的多期成藏、晚期成藏特点，更需采用精细的油、气源对比等现代化地球化学分析技术来寻找次生型油气系统中的油气藏。

破坏型油气系统：以出露地表的古油藏为代表，如在南方海相沉积盆地中可能有较多的这种类型。由图8－5可知，它可能来自上述三类油气系统的破坏，南方已确定的10多个古油藏原始储量均在千万吨以上，最大的贵州麻江古油藏的估算石油地质储量大于10×10^8t，充分证明南方海相盆地曾经发育较大规模的原生型油气系统且在后期经受强烈破坏的事实。但是在破坏型油气系统中，处在拗（凹）陷内的成藏基本地质要素并不一定完全破坏，尚可能存在与已破坏古油藏有成因联系的油气藏，仍然具有勘探价值。而且，现代科技发展正在使焦油砂等潜在资源的再生与利用逐渐成为可能，因此根据我国南方及西北等海相沉积区的实际情况，划分出破坏型油气系统，不论从现实角度，还是从发展角度看，都有着十分重要的意义。

在塔里木古生代海相盆地中，也可望划分上述四类油气系统，保存条件应比南方为佳。

四、关键技术与必要图件

在油气系统的划分与研究中，需配合多学科的基础研究，涉及下列关键技术：

（1）烃源对比追踪技术：包括油—源、气—源对比追踪，目前常选用甾烷与萜烷化合物、异戊间二烯型烷烃、正烷烃分布、碳同位素及稀有气体同位素等技术，尚在改进与完善中。近几年国内外研究发现含氮化合物是一项有效的烃源追踪技术，值得注意。

（2）烃源岩潜量指数（SPI）：详见前述，这是一项在勘探早期能预测发现大型油气田区域的半定量技术，值得推广应用。

（3）油气圈闭成因及有效性研究技术：详见第五、七章，这是在任何含油气盆地的勘探全过程中，需要不断进行研究的常规圈闭优选评价技术。

（4）油气运移—聚集机制研究技术：在第四、五章已详细讨论了油气运移、聚集机理，需结合各含油气盆地（凹陷）的区域地质及石油地质特征，研讨油气运移—聚集的相态、动力、方向、时期、类型、规模、分布及演化等特征，才能正确评价各个油气系统。

（5）油气系统模拟研究技术：综合上述各项技术研究成果，用计算机模拟油气系统的形成、演化及模式。

通过油气系统研究，需将基本地质要素与成藏作用过程纳入统一的时间—空间范围内开展综合分析。为此，首先对每一个含油气盆地（区）至少应该编制一幅生储盖基干剖面，作为油气系统研究的基础。它包括地层层组划分、岩性柱状剖面、厚度、岩性描述、升降曲线、沉积相类型、烃源岩系（有机质丰度、类型、成熟度）、储集层（孔隙度、渗透率、次生孔隙发育段）、盖层（区域盖层或局部盖层、突破压力与突破时间、厚度）、生储盖组合（划分、类型）、上覆岩系、地壳运动、圈闭（形成时间、类型）、油气系统（划分、类型）、剖面位置……。图上内容项目的设置与详略，可以因时因地而异，力求简明适用。

根据生储盖基干剖面及其他有关资料，对每一个油气系统尚需编制下列图件：

（1）埋藏历史图：包括地质时代与绝对年龄、岩性柱、岩层层组名称、深度、烃源岩、储集岩、盖层、上覆岩系等栏目，在埋藏史曲线上标注生油窗顶、生气窗顶及油气系统的关键时刻。

（2）油气系统关键时刻的平面分布图：包含烃源岩分布、生油窗范围、生气窗范围、储集层分布、储集层尖灭线、边界断层线、次级断层线、倾伏背斜、倾伏向斜、油气运移方向、已知油气藏及其类型、地表油气苗、埋藏史图井位、横剖面图位置、油气系统的分布范围。

（3）油气系统关键时刻的地质横剖面图：除一般地质横剖面图应有的基底、上覆沉积岩

系层组、边界断层带、次级断层、构造起伏等内容外，尚应标明烃源岩、储集层、盖层、上覆岩系、生油窗顶、生气窗顶、油气藏、埋藏史井位、油气系统的地理范围及地层范围。

（4）油气系统的事件综合图：横坐标为地质时代及绝对年龄，纵坐标包含烃源岩、储集层、盖层、上覆岩系、圈闭形成、油气生成—运移—聚集、保存时间、关键时刻。将上述基本地质要素和成藏作用过程，用时间坐标串联起来，体现其时—空配置关系。

除上述必要图件外，根据各盆地地质特征及研究程度，尚可自行编制相关图表，使油气系统能够更科学地表达出来。

五、在油气勘探中的应用

油气系统涵盖了岩石圈中油—气流体系统的动力学演化过程，分析这个系统随时间的变化规律，可以预测未发现的油气聚集区域。油气系统在油气勘探中的应用具有下列意义：

（1）油气系统概念将油气勘探的焦点从传统的石油地质和地球物理转向了油和气，并提供了进行油气勘探的研究和管理框架。

（2）油气系统概念在油气勘探中与原有的含油气大区、含油气盆地、含油气区、油气聚集带、勘探对象等概念既有区别、又有联系，它作为区域勘探的研究评价单元十分合适。

（3）正如层序地层学能提供地层预测框架一样，油气系统可以提供油气生成、运移到聚集的全面预测模型。

（4）油气系统概念将影响油气形成与分布的基本地质要素与成藏作用过程有机地联系在一起，使可视化地表示这些单独事件及其相互关系的动态演化历史成为可能。

（5）鉴于油气系统是一个确定油气生成、运移和聚集过程的历史—成因单元，因而特别适用于旨在减小勘探风险的油气成藏因素综合分析研究。

（6）利用油气系统概念能够增加多学科研究队伍的合作力度，提高工作效率。

（7）随着油气勘探难度的不断增加，油气系统概念还可用来解决重新评估成熟勘探区、重新确定油气系统范围、详细估算油气资源量等实际问题。

应用实例 1：北美洲上古生界油气系统。

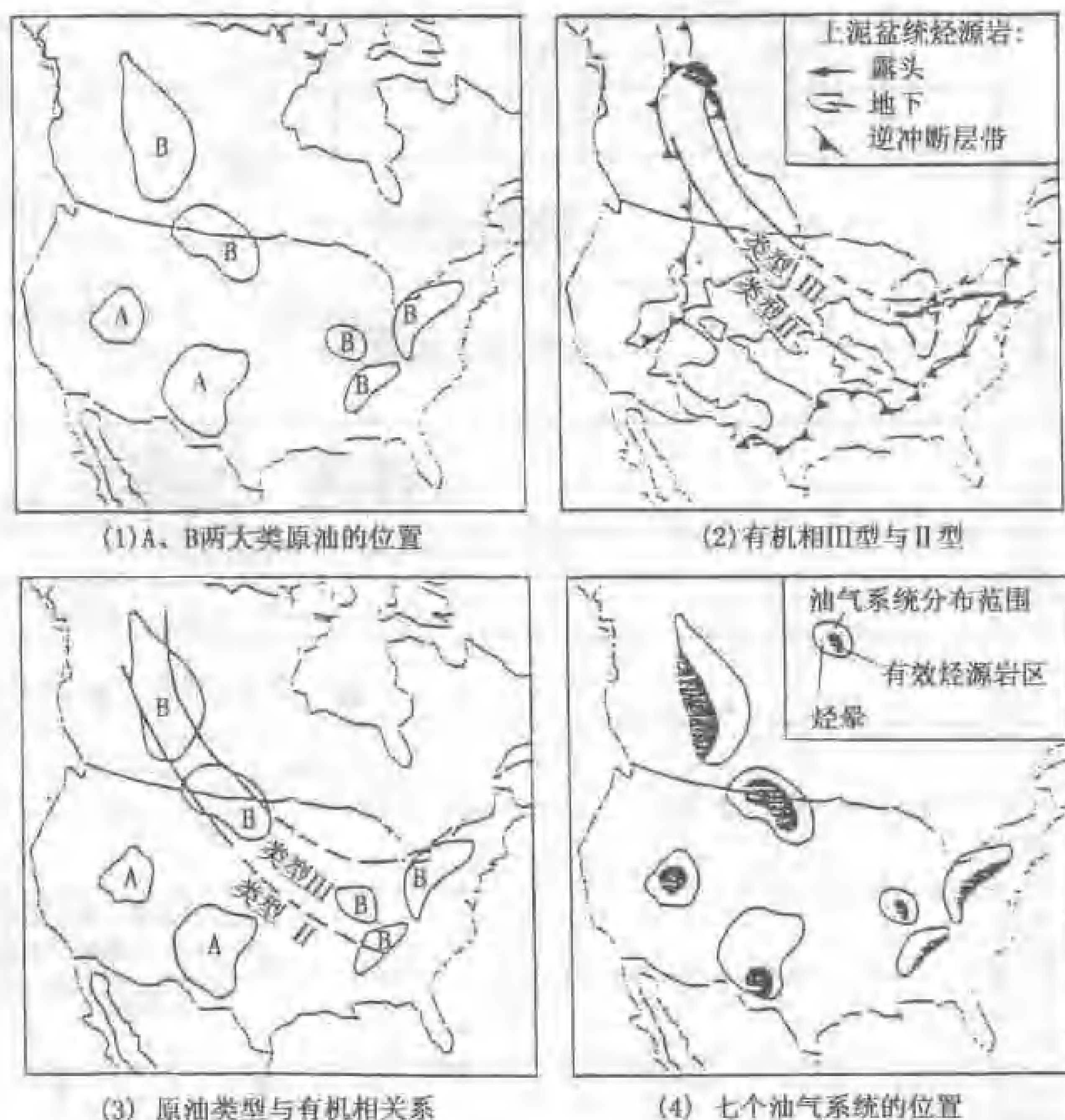
通过北美洲美国和加拿大 300 多个油样的仔细分析，油—油对比发现了 A、B 两大类原油（图 8－6），油样取自前寒武纪至全新世的不同地层，深度范围 0～3000m，岩性包括裂缝性花岗岩、页岩、砂岩及白云岩。它们集中分布在图中的七个区域，每区钻井地球化学剖面均显示出发育多套烃源岩系，但上泥盆统烃源岩系是共有的，干酪根属Ⅱ和Ⅲ型。重新研究油样的垂直分布，发现约有 1/3 来自石炭系。用含水热解方法分析了未熟烃源岩样品，油—源对比表明上泥盆统具有两类有机相，恰与上述两大类油样对应，A 类两区属Ⅱ型干酪根，B 类五区均属Ⅲ型。

参考钻井和露头资料及埋藏史图，作出上泥盆统烃源岩的热成熟度图，证实不同的有效烃源岩与图中七个不同区域相对应，确定出这七个油气系统的区域展布及地层展布范围。

应用实例 2：中国中扬子区海相油气系统[1]

中扬子区由黄陵隆起、当阳拗陷、乐乡关隆起及沉湖—土地堂拗陷等单元凸凹相间排列组成；经历了桐湾、加里东、海西、印支、燕山、喜山等多期地壳运动的改造。在海相地层露头区发现油苗 28 处、沥青 15 处、气苗 4 处，在覆盖区钻遇海相地层的 88 口井中，有 17 口见油气显示。用正、异构烷烃及甾、萜烷生物标志物追踪对比了油源关系，证实发育 Z、

[1] 张厚福等，南方海相油气系统评价研究报告，1997 年。



(1) A、B两大类原油的位置　　(2) 有机相III型与II型

(3) 原油类型与有机相关系　　(4) 七个油气系统的位置

图 8-6　北美洲七个油气系统分布示意图（据 Magoon 等，1994，修改）

ϵ_1、O、S_1、P、T_1 等多套烃源岩系，多处于高熟—过熟阶段，唯 S_1、P 烃源岩有机质丰度高、类型好、原始生烃潜力大。用四川恢复原始有机质全岩热模拟"TSS"成烃模型[1]重点计算了 S_1 和 P 的生烃强度，表明下志留统是中扬子区古生界的最佳烃源岩[2]。

根据烃源岩发育及多旋回构造运动特征，可将中扬子区海相层系划分为 Z—O、S—C、P—T 三个原生型油气系统。现以生烃强度最大的 S—C 油气系统为例分析其形成演化特征如下：

通过编制生储盖基干剖面、埋藏史图及油、气源对比分析后，编制了中扬子区 S—C 油气系统演化史综合图（图 8-7），图中在列举基本地质要素的演化特征的同时，分析了成藏演化过程。

印支至早燕山期挤压变形阶段是 S—C 原生型油气系统形成的关键时刻（A），有机质热演化达生油窗，在早期古隆起、早燕山期挤压背斜、地层不整合及岩性型等类圈闭中油气聚集成藏。晚燕山至喜山期表现为张性断陷阶段，块断活动导致不均一沉降，上覆 K_2～E 沉积

---

[1] 黄藉中，四川盆地碳酸盐岩发育主要烃源岩分布及有机质演化研究，国家"八五"重点科技攻关成果报告，1995 年。

[2] 张厚福等，南方海相油气系统评价研究报告，1977 年。

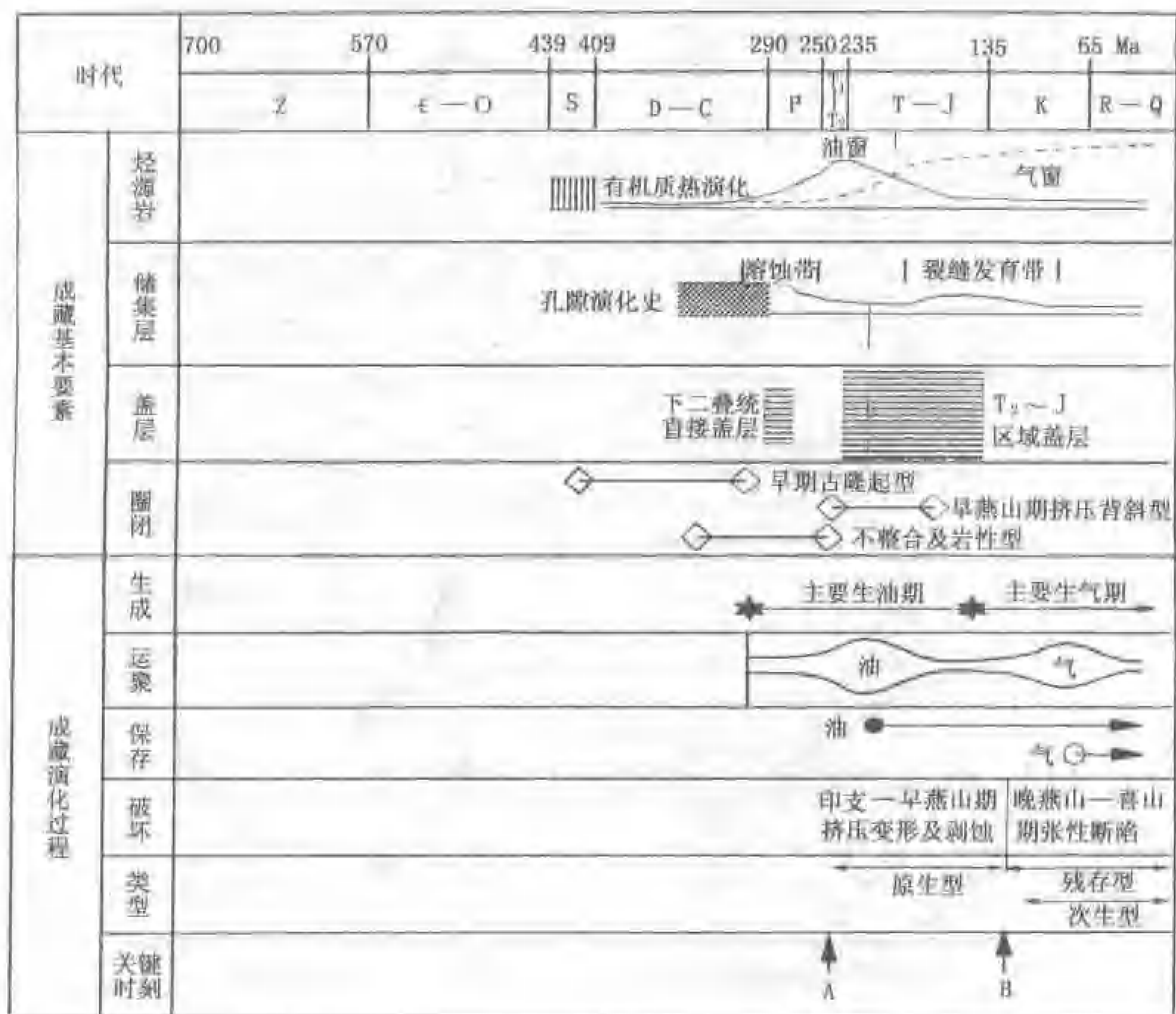


图 8-7　中扬子区 S—C 油气系统演化史综合图

厚度差异显著，S—C 原生型油气系统被改造为残存型与次生型；在 K_2～E 覆盖区的良好圈闭中，部分遭破坏油气藏再分配的油气和地史时期成熟而未成藏的水溶气，沿断裂上升聚集形成了次生型油气系统；在拗陷区及斜坡带尚可保存断裂体系未触及到的深部石炭系背斜气藏及岩性型油气藏等组成的残存型油气系统。这两类演化型油气系统形成的关键时刻是在早至晚燕山运动区域应力场性质的转换时期（B），即白垩纪初期。

总之，中扬子区残存型油气系统一般分布于各套烃源岩系生烃中心附近，即当阳和沉湖—土地堂两拗陷的中、南部；次生型油气系统以晚期成藏为特征的次生油气藏可分布在上覆上古生界及中、新生界层系中。

最后，应该指出：Oil System 概念虽在 1972 年就由 W.G.Dow 提出，但是油气系统（Petroleum System）这个概念到 90 年代才被国外石油地质界基本公认，至今仍处于探索发展阶段，许多问题尚待深入研究，相信在今后的广泛应用中，定将得到充实和完善。

油气聚集单元的类型及其划分，是随着油气勘探及石油地质综合研究的深入而不断加深认识的。从油气藏、油气田、油气聚集带、含油气区到含油气盆地，都是平时惯用的术语。油气系统是 90 年代兴起的新概念，是介于含油气盆地（或含油气区）与油气聚集带（或称区带，Play）之间的一个地质单元。地壳上的油气聚集单元，宏观上还可采用含油气大区

(Petroliferous Superprovince)、含油气域（Petroliferous Domain），在中国可划分西部挤压型、东部拉张型、中部过渡型三个含油气大区[4]，全球可划分北方、特提斯、南冈瓦纳、太平洋四个含油气域（Klemme et al，1991）。

思 考 题

1. 何谓油气田？有哪些主要类型？它与油气藏有何关系？

2. 何谓油气聚集带及含油气区？

3. 何谓含油气盆地？有哪些主要的分类方法？你认为哪种分类方案最佳？为什么？

4. 何谓油气系统？它与其他油气聚集单元有何关系？如何用它来研究油气藏的分布规律？

5. 何谓烃源岩潜量指数（SPI）？怎样用来预测大型油气田？

第九章　油气资源分布

提　要

在学习完第一至八章石油地质学基本原理后，尚需了解中国及世界油气资源的分布轮廓，以及前陆、裂谷、克拉通等主要类型盆地的油气分布规律，为毕业后投身国内外油气勘探及综合研究奠定必要的石油地质知识基础。

在学完油气成因、油气藏形成、油气聚集单元等石油地质学核心内容后，应该结合已学的地层学、沉积学、构造地质学等基础地质知识，加以综合运用，探讨中国及世界油气分布规律，以便有效地用来指导油气勘探及开发工作。

第1节　我国油气资源分布轮廓

我国位于亚洲东部西伯利亚板块与印度洋板块之间，东临太平洋板块，面积约 $960\times10^4km^2$。新中国诞生以来，石油勘探成效显著，已在23个省、市、自治区发现了油气田，原油年产量已突破 1.6×10^8t，跃居世界第五位，由昔日的所谓“贫油国”，变成今日的石油输出国。我国油气资源的分布直接受区域大地构造特征所控制。

由于印度洋板块向北俯冲和太平洋板块向西北俯冲的长期作用，造成中国板块的地壳结构及大地构造性质东西差异悬殊。以六盘山—龙门山深断裂带为界，西部地壳厚约70km，属全球地壳最厚的区域，巍峨高山矗立入云，世界“屋脊”帕米尔高原及世界最高峰珠穆朗玛峰都集中在这里；东部地壳厚约30～35km，包括黄汲清所称的“中朝准地台”，整体升降明显，形成辽阔的平原、丘陵及东南海域岛群。

我国西部构造线，以北西西向为主，构造活动性大，由北向南分布着准噶尔盆地中间地块、塔里木陆块—河西走廊、柴达木中间地块和藏北中间地块等拗陷带，其间隔以阿尔泰海西褶皱带、天山海西褶皱带、阿尔金—祁连加里东褶皱带、昆仑海西褶皱带、喀喇昆仑—唐古拉燕山褶皱带、冈底斯—念青唐古拉燕山褶皱带、川滇印支褶皱带及喜马拉雅褶皱带。构造线排列向南越趋紧密，构造活动及岩浆活动均有向南增强之势，这是印度洋板块向北俯冲的结果。

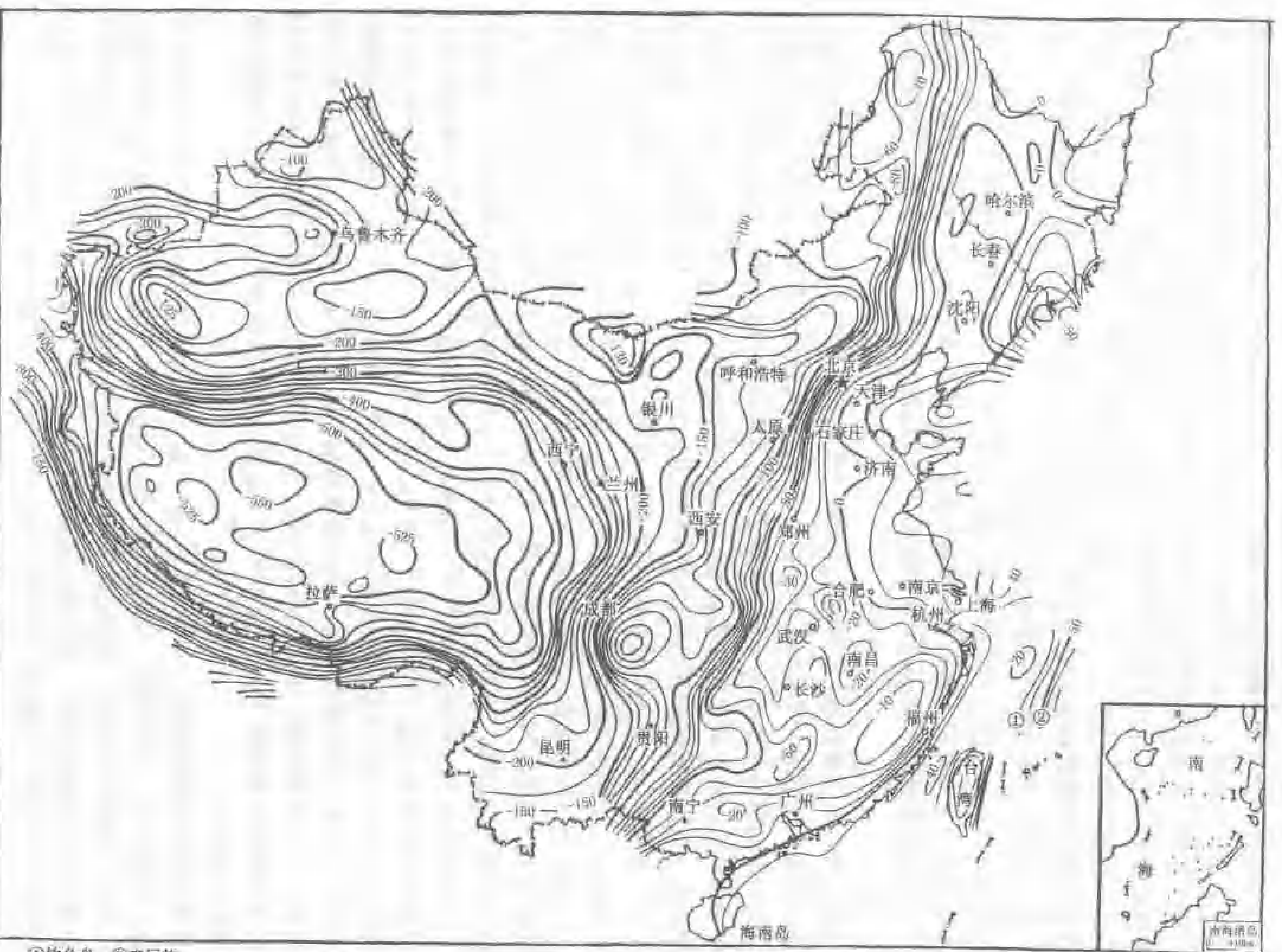
我国东部构造线，古生代以东西向为主，中、新生代以北北东向为主。古生代构造活动性弱，沉积较稳定。以秦岭东西向构造带为界，华北为一东西向海盆，接受了下古生界碳酸盐岩为主的稳定海相沉积，缺失中古生界，上古生界为海陆交互相沉积；华南则为前人所称的“扬子准地台”，接受了包括震旦系、古生界和三叠系海相碳酸盐岩为主的沉积。中、新生代以来，整个东部地区受燕山及喜山运动影响，北东向及北北东向构造线发育，呈现出五个沉陷带，自西向东依次为二连—陕甘宁—四川、松辽—渤海湾—江汉、黄海—苏北、东海西部及东海东部等沉陷带；其间相应为四个隆起带所隔，即大兴安岭—晋—鄂西隆起带、辽—鲁隆起带、浙—闽—粤隆起带及东海—台湾中央隆起带，形成块断作用分割明显、大小悬

殊的沉积盆地，接受了厚薄不均的中、新生界陆相为主的沉积。因此，我国东部地区，在前震旦系古老结晶变质基底之上，呈现明显的双层结构，下层以东西向构造线发育的中、上元古界和古生界海相沉积为主，上层则是北北东向为主的中、新生界陆相沉积最为发育。太行山、武陵山以西的沉陷带宽阔，基底褶皱块断微弱，古生界海相地层保存完整，其上中生界地层很厚而第三系却不发育，火山活动缺乏；太行山以东大陆区域，基底块断活动普遍，延续时间长，甚至在第三系沉积过程中仍在不断活动，具有同生断层性质，块断陷落活跃，沿断裂常有基性喷发岩活动；至大陆地壳前缘带，隆起带与沉陷带相对变窄，中生界、古生界甚至部分下第三系都已褶皱变质，火山岩普遍，上第三系沉积占重要地位。由上可知，自西向东，沉陷带与隆起带排列由开阔变为紧密，块断活动及岩浆活动亦渐加剧，都呈现中、新生代以来，太平洋板块向西北俯冲推进作用的显著影响。

上述大地构造特征在中国平均布伽重力异常图（图9-1）及莫霍面深度图（图9-2）上得到明显的表征，显示出中、新生代以来中国板块可分成西部聚敛区、东部扩张区、中部过渡区三种不同的构造格局，相应地可将我国的含油气盆地划分为三大类，归属三个含油气大区（图9-3）。

（1）西部造山带挤压型盆地（有些具压扭型），属西部含油气大区。由于印度洋板块向北推挤，挤压聚敛作用明显，导致地壳增厚，造成一系列北西西向挤压造山带与大型盆地相间排列，在造山带前缘前陆盆地与中间地块或陆块组成大型复合型盆地，油气资源丰富，如准噶尔、塔里木、柴达木及藏北羌塘等盆地；在造山带内部则形成山间盆地，如吐哈盆地、河西走廊盆地群。西部含油气大区的布伽重力异常值约在-550～-100毫伽以下，地壳厚度一般介于42～60km，青藏高原最厚可达70km，是著名的“世界屋脊”；地温梯度约为2.0～2.5℃/100m，可能是我国地热场值较低的区域，仅在一些深断裂附近有少量中、新生代玄武岩。西部含油气大区实际上南北有别，北半部属西北古生代造山区，拥有数千至万米中、新生代陆相沉积岩系，古生界为海相沉积，除过去发现的克拉玛依—乌尔禾、独山子、老君庙、鸭儿峡等老油田外，近10年来又在塔里木、吐哈、准噶尔等盆地发现了一批重要的中生界、古生界油气田，彩南、塔中4号、轮南、牙哈、丘陵—鄯善等油气田勘探效益均较高，每口探井探明储量可达（200～800）$\times 10^4$t，其中塔中4号、牙哈超过1 000$\times 10^4$t/井（据张文昭，1995）。西北区拥有资源量石油258$\times 10^8$t、天然气10.7$\times 10^{12}$m^3，石油资源探明率只有8%～10%，勘探前景广阔。南半部属康藏中、新生代造山区，是特提斯海在我国的最后退却区，二叠系至第三系多为海相沉积，具有多时代良好的烃源岩系，将会成为我国油气勘探的重要潜在战略接替区，近几年已成立专门的油气勘探机构，开始加强勘探部署，必将获得重要突破。

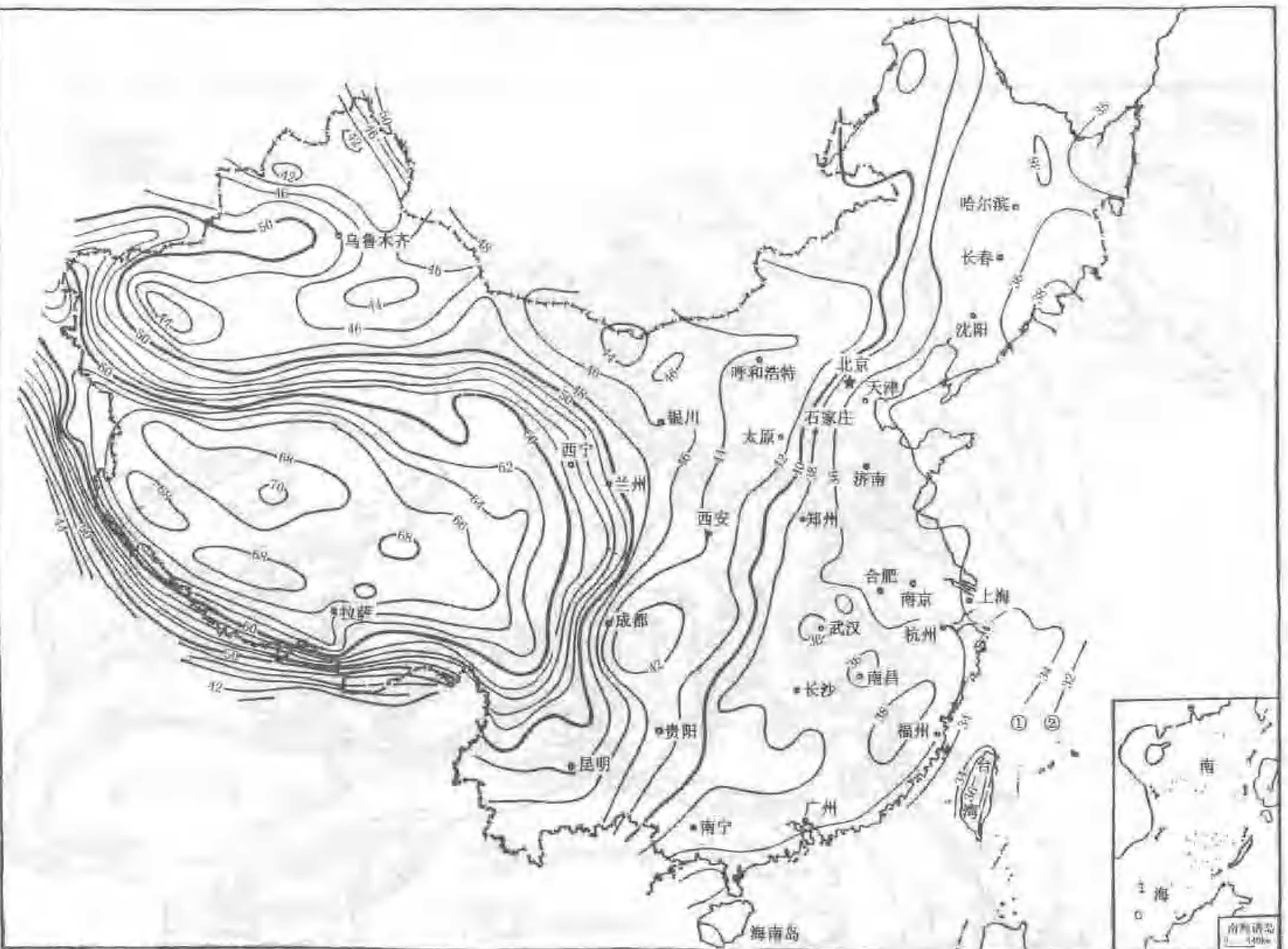
（2）东部裂谷带拉张型盆地（有些具张扭型），属东部含油气大区。由于太平洋板块向西俯冲和中国大陆仰冲，地壳减薄，地幔上拱，热力构造作用明显，以大陆裂谷式或大陆边缘裂谷式、断陷—拗陷型为特色，基性岩浆活动频繁，形成一系列北北东向或北东向岩浆弧为主的扩张隆起带和扩张沉降带。在这些沉降带中发育了松辽、渤海湾、江汉等含油气盆地及南黄海—苏北、北部湾、莺歌海、琼东南、珠江口、东海、台湾西部、南海中央、太平—礼乐滩等东南沿海大型沉积盆地。东部含油气大区的布伽重力异常值约为±50毫伽，地壳厚度30～40km，地温梯度较高，约为3.5～4.5℃/100m，沉积有机质易于成熟，中、新生界湖相烃源岩系发育，形成了大庆、胜利、辽河、大港、华北等大油田或重要含油气区，是我国当前的主要石油基地。东部大区陆上石油资源量达364$\times 10^8$T，天然气4.36$\times 10^{12}$m^3，



①钓鱼岛；②赤尾屿

图9－1　中国平均布伽重力异常图（据地质部物探所）

单位：毫伽



①钓鱼岛 ②赤尾屿

图 9-2 中国莫霍面深度图（据地质部物探所）

单位：km

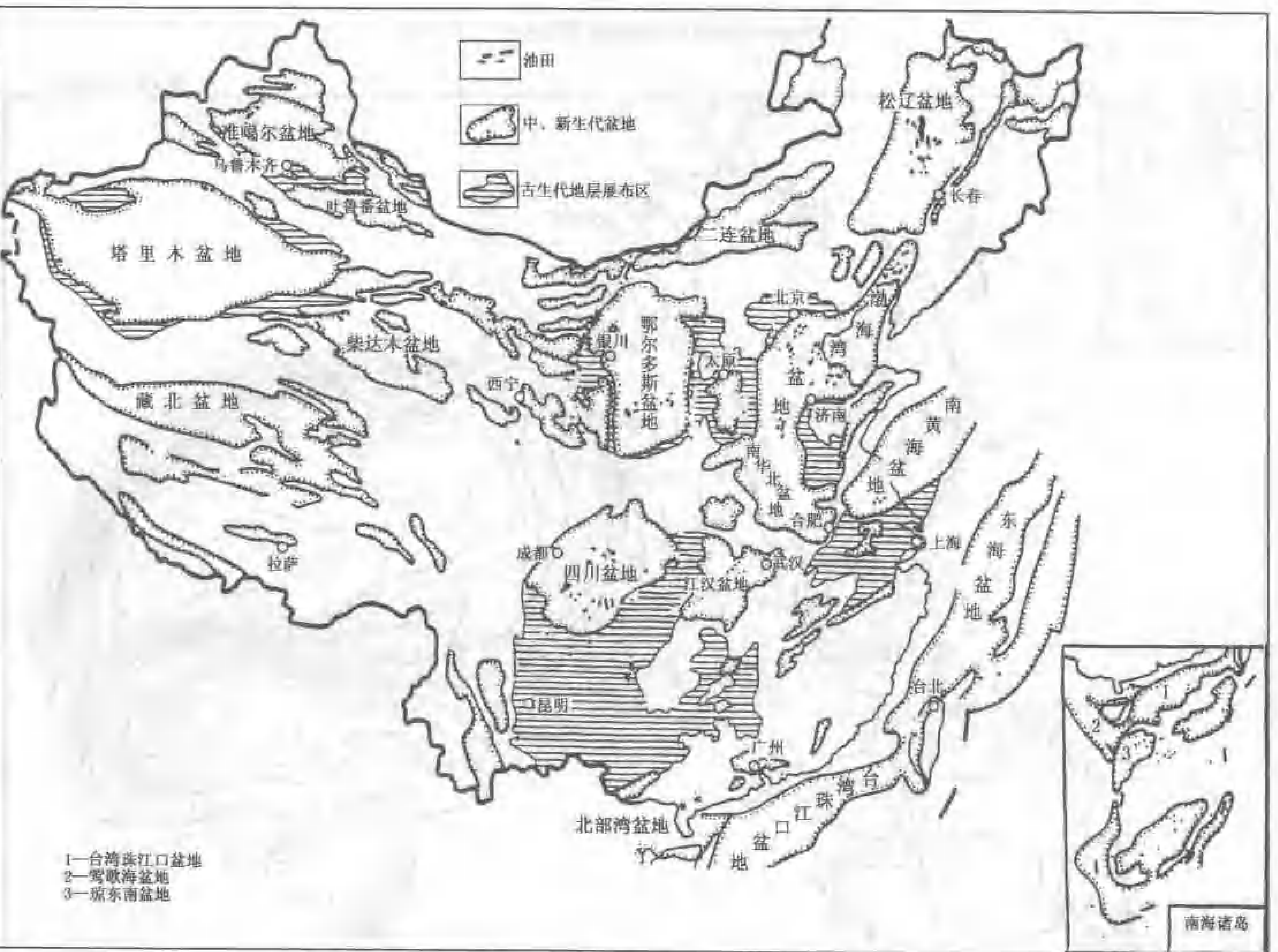


图9－3　中国含油气盆地分布示意图

石油探明率约40%左右，是我国勘探程度最高的，但对非构造油气藏及深层油气勘探尚待加强。东南沿海是我国重要的油气勘探领域，水深200m以内的大陆架面积达$130\times10^4km^2$，分布着巨大的沉积盆地和巨厚的沉积岩系，湖相下第三系及海相上第三系都具备良好的生、储油气层系，油气资源蕴藏丰富。据1994年统计，海域资源量石油246×10^8t、天然气$8.14\times10^{12}m^3$，探明程度低，找油气前景广阔，除台湾西部若干第三系砂岩气田、苏北众多下第三系砂岩油田等陆上发现外，近几年来在渤海、北部湾、莺歌海、琼东南、珠江口、东海等盆地钻获许多油气田，如绥中36-1、崖13-1、惠州33-1、流花11-1等大油、气田，使我国海上油气储、产量快速增长，预兆东南沿海大陆架将会成为世界上一个极为重要的盛产油气区域。

(3) 中部克拉通过渡型盆地，属中部含油气大区，位于前两大区之间。自北向南有二连、陕甘宁、四川、楚雄等大型盆地，由于印度洋板块向北推挤，在这些盆地西缘形成了一系列近南北向的挤压推覆构造带，如贺兰山、桌子山、龙门山、哀牢山等，向东从山前带很快过渡到稳定的克拉通大型盆地，既有挤压机制，又有拉张（或张扭）机制。中部含油气大区的布伽重力异常值和地壳厚度亦介于上述两大区之间，分别为-100～-180毫伽及40～50km，地温梯度约2.5～3.0℃/100m。受横贯欧亚的特提斯海影响，四川盆地震旦纪至三叠纪均发育海相地层，侏罗纪以后（陕甘宁含二叠纪至三叠纪）为陆相成因。浅部陆相成油，如陕北延长统、延安统油藏和川中大安寨组、凉高山组油藏；深部海相古生界成气，如陕甘宁中部大气田和川东五百梯、卧龙河等大气田。中部含油气大区是我国大气田分布较多的区域，四川震旦系、石炭系、二叠系、三叠系等海相碳酸盐岩系及陕甘宁下古生界海相碳酸盐岩风化壳、上古生界海陆过渡相煤系地层均盛产天然气，楚雄盆地亦有含气前景。中部大区估算资源量天然气$11.52\times10^{12}m^3$、石油38.5×10^8t，天然气探明率只有5%，勘探前景十分广阔。

综上所述，不难看出我国油气资源蕴藏丰富，分布广泛，归纳起来具有下列特点：

(1) 由于印度洋板块和太平洋板块俯冲作用的影响，在我国造成数量众多、类型较全的含油气盆地。在燕山—喜山运动作用下，接受了巨厚中、新生代陆相沉积，成为我国目前最重要的一些含油气区域，拥有石油资源量813×10^8t，占全国石油资源量的86%。

(2) 海相与陆相生、储油气层系在我国都很发育，在中、新生界陆相沉积之下，尚伏有古生界及中、上元古界海相地层，构成多时代生、储油气层系重叠的多层结构。因此，产油气地层时代延续很长，从中、上元古代至第四纪几乎都拥有丰富的油气资源，主要地质时代分布见表9-1。

表9-1 全国油气资源的主要地质时代分布（据全国第二次油气资源评价，1994）

地 质 时 代	油资源，$\times10^8t$	气资源，$\times10^{12}m^3$
第 三 纪	487.8	11.02
白 垩 纪	158.4	1.60
侏 罗 纪	113.4	1.99
三 叠 纪	54.2	3.24
二 叠 纪	36.8	3.62
石 炭 纪	48.5	8.02
奥 陶 纪	19.6	5.02
寒 武 纪	8.0	1.19

由上表看出，我国石油资源主要分布在中、新生界陆相地层中，天然气资源主要分布在中、古生界海相地层中。

(3) 我国油气资源的地理分布主要在西北、华北、东北等北方地区及海域（表 9－2）。

表 9－2 全国油气资源的地理分布

地 区	油资源，$\times 10^8$t	气资源，$\times 10^{12}$m^3
新疆区	205	10.75
华北区	189	2.67
东北区	159	1.33
海 域	246	8.09

从不同地理条件分析，平原、丘陵地区与高原、黄土塬、山地、沙漠、沼泽、海滩、海域等复杂地形区几乎各占一半❶。

平原丘陵区：504×10^8t，占 53%；

复杂地形区：440×10^8t，占 47%。

(4) 我国油气资源的深度分布基本适中，深层尚有潜力❶。

小于 2000m：127.5×10^8t，占 18.37%；

2000～3500m：356.4×10^8t，占 51.35%；

3500～4000m：103.2×10^8t，占 14.88%；

大于 4500m：102.5×10^8t，占 14.78%。

所以，我国油气资源主要分布在浅于 3 500m 的范围内，约 480×10^8t；深于 3 500m 的资源量尚有 205×10^8t，潜力值得注意。

第 2 节 世界油气资源分布轮廓

近代板块构造学说将地壳划分为若干稳定区域，即太平洋板块、亚洲诸板块（西伯利亚板块和中国—东南亚板块）、北欧板块、印度洋板块、非洲板块、北美板块、南美板块、南极洲板块等，成为各大洲、大洋的核心。在其周缘常为活动带所环绕，在整个地质历史发展过程中，它们常常相互影响。

上述稳定的大型板块，多以前寒武系结晶变质岩系为基底，按有无沉积盖层可分为地台与地盾。地盾为长期稳定上升区域，前寒武系变质岩广泛出露或为第四系所覆盖，这种区域一般不产石油，如波罗的地盾、加拿大—格陵兰地盾。地台为板块上的凹陷区域，其中的内部坳陷、边缘坳陷及断陷都是长期坳陷部分，拥有较厚的古生界及其后的沉积盖层，地层产状常甚平缓，形成巨大长垣或隆起，有利于油气生成和聚集。例如我国的大庆、沙特阿拉伯的加瓦尔、科威特的布尔干、美国的东得克萨斯、俄罗斯的萨莫特洛尔等特大油田皆位于这种领域。

在各板块之间常为地壳的活动带，地壳升降、挤压、断裂、岩浆、地震等各种活动异常

❶ 翟光明，我国油气资源特点和油气发展前景，内部报告，1995 年。

剧烈，经常出现各种岩石乱七八糟混在一起的所谓“混杂岩”，这正是板块之间相互碰撞，在俯冲带内将不同环境的沉积、不同成因的岩石挤压搅拌、破碎穿插混杂形成复杂褶皱的结果，显然这里不利于油气藏的形成和保存。但是，在褶皱带的前缘或内部，常伴生山前拗陷、山间拗陷及中间地块，沉积岩系发育，厚达数千至万余米，高角度背斜构造带甚多，有利于形成油气藏，惟保存条件有时较差。中东扎格洛斯山前拗陷的伊朗、伊拉克及委内瑞拉马拉开波中间地块玻利瓦尔湖岸区的许多特大油田，都分布在这些区域。

上述地壳上稳定区与活动区的大地构造特征，控制了世界含油气盆地的分布。目前世界上共约发现了160个含油气盆地，都受各大板块及其间褶皱带的大地构造特征所控制，所以可将它们归属下列含油气区域（图9－4）[57]。

一、亚洲诸板块及其边缘褶皱带

主要包括中国—东南亚板块和西伯利亚板块及其边缘的各时期褶皱带。中国—东南亚板块及其周缘的中、新生代和古生代褶皱区，拥有丰富的油气资源，除上述中国部分外，在印度尼西亚、沙捞越、沙巴、文莱等岛群及其海域的第三系中也发现了大量油气田，它们多属喜马拉雅期褶皱带的山前和山间拗陷，在一些平行于褶皱山系分布的背斜构造中盛产石油和天然气。位于中苏门答腊盆地的米纳斯油田是印度尼西亚的最大油田，估计储量5.7×10^8t，是世界上名列前茅的大油田。西伯利亚板块有古、中、新生代沉积岩层，在西西伯利亚台向斜内，中、新生界陆源海相为主的沉积岩厚逾5 000m，在许多长垣和隆起上发现了大量油气田[15]，生产层属侏罗系和白垩系砂岩。萨莫特洛尔和乌连戈伊是这里最大的油田和气田（图9－5），共发现240多个油气田，探明石油可采储量约60×10^8t、天然气$22.1\times10^{12}m^3$；东西伯利亚地台近几年在上元古界至下寒武统海相地层中取得重要勘探进展，开辟了雅库蒂、伊尔库茨克、克拉斯诺雅尔斯克等油气区，发现了库尤姆宾特大油气田及上乔等大中型油气田，估算资源量石油86.37×10^8t、天然气$31.83\times10^{12}m^3$，引人注目。

二、北欧板块及其边缘褶皱带

包括波罗的地盾、乌克兰地盾、俄罗斯地台及其西北缘加里东褶皱带、西南缘海西褶皱带、南缘阿尔卑斯褶皱带。俄罗斯地台在前寒武系基底上，沉积了古生界为主的浅海相和陆源地层，厚约2 000m，石油产自泥盆系、次为石炭系及二叠系。罗马什金和杜马兹是这里最重要的两个大油田，前者的年产油量曾高达$8\ 000\times10^4$t；在地台南缘滨里海盆地的古生界海相地层中，发现了石炭系生物礁块超级油田田吉兹油田，石油地质储量达25×10^8t。南侧的曼格什拉克后海西地台及高加索、喀尔巴阡褶皱带的山前、山间拗陷内，中、新生界也产油气。西欧海西褶皱带的山间拗陷中，1959年在荷兰发现格罗宁根大气田后，北海海域的油气勘探迅速展开。它是一个面积约占世界大陆架2%的陆缘海，平均水深94m，从南向北倾斜，北部水深超过200m，这里以强风、高浪和浓雾闻名，无疑是世界上最危险的油气勘探区域之一，可以划分为北部北海拗陷（或维京地堑）、中央地堑、南部北海拗陷三个单元。仅在1965～1975年期间就发现了34个油田、19个气田（图9－6），探明可采储量石油约30×10^8t、天然气$26\times10^{12}m^3$，最终储量尚可翻一番。挪威埃科菲斯克超级油田的发现（1969年发现，1971年投产）是北海油气勘探的转折点，它的探明可采储量为25.7×10^8t（180×10^8bbl），最终储量57×10^8t（400×10^8bbl）。北海石油多蕴藏在北部拗陷及中央地堑，天然气则多集中在南部拗陷，此乃生油、气条件所致。

三、非洲板块及其边缘褶皱带

主要包括非洲地台和阿拉伯地台，其间为红海地堑所隔。阿拉伯地台向东北倾没，其边

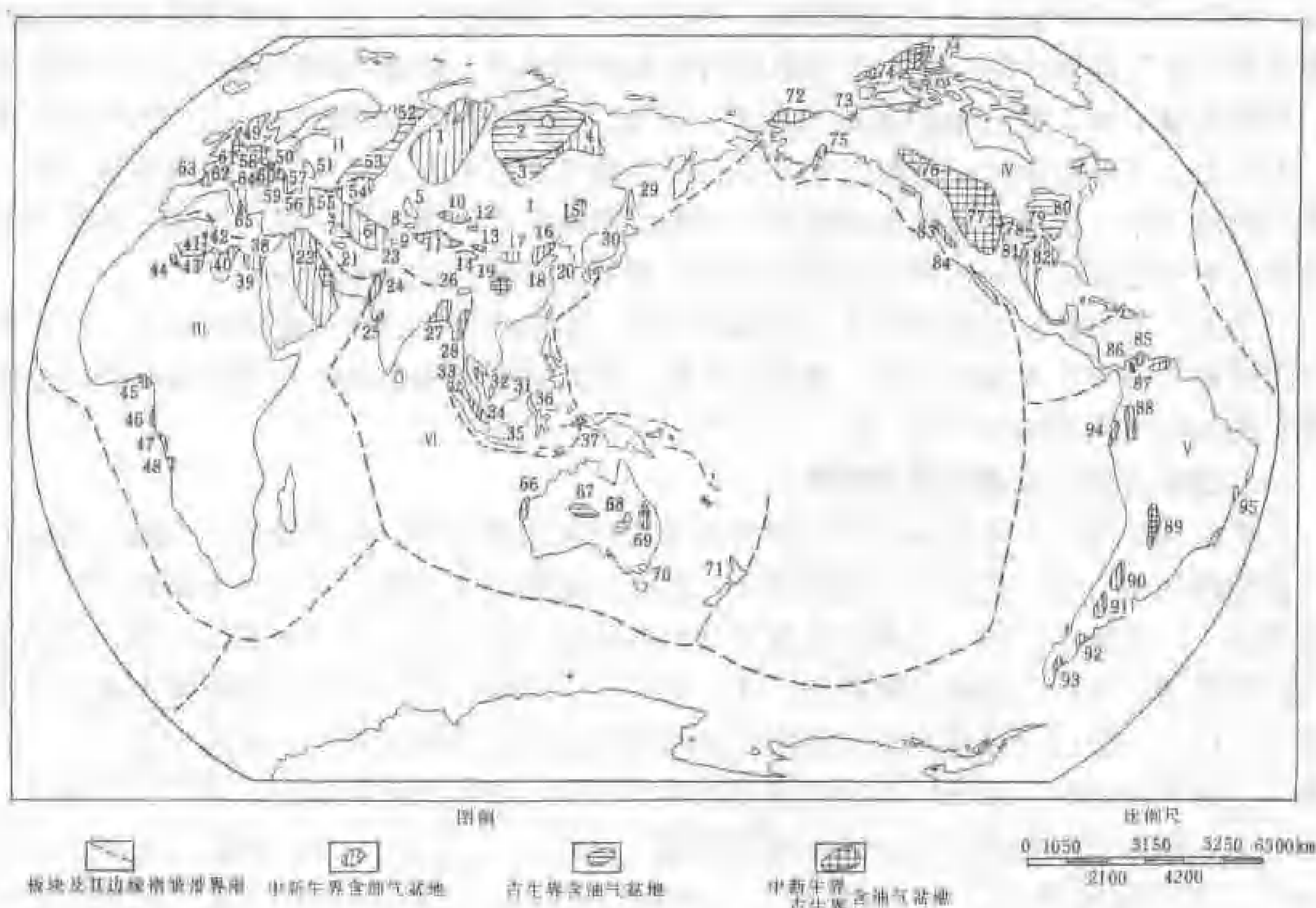


图 9－4　世界含油气盆地分布略图

（据石油工业部石油勘探开发科学研究院甘克文等，1979，修改）

Ⅰ—亚洲诸板块及其边缘褶皱带；1—西西伯利亚；2—通古斯；3—安加拉－勒拿；4—维柳伊；5—楚萨雷苏；6—卡拉库姆；7—南里海；8—费尔干；9—塔吉克；10—准噶尔；11—塔里木；12—吐鲁番；13—酒泉；14—柴达木；15—松辽；16—渤海湾；17—陕甘宁；18—江汉；19—四川；20—苏北；21—伊朗中部；29—萨哈林；30—日本；31—曾姆－沙捞越；32—暹罗湾；33—北苏门答腊；34—中南苏门答腊；35—爪哇；36—库特；37—萨拉瓦提；

Ⅱ—北欧板块及其边缘褶皱带；49—北海；50—中欧；51—德蔡伯－顿涅茨；52—伯绍拉；53—伏尔加－乌拉尔；54—滨里海；55—北高加索；56—莫埃西；57—前喀尔巴阡；58—维也纳；59—特兰西瓦尼亚；60—潘农；61—磨拉石；62—巴黎；63—阿奎坦；64—波河；65—亚得里亚海；

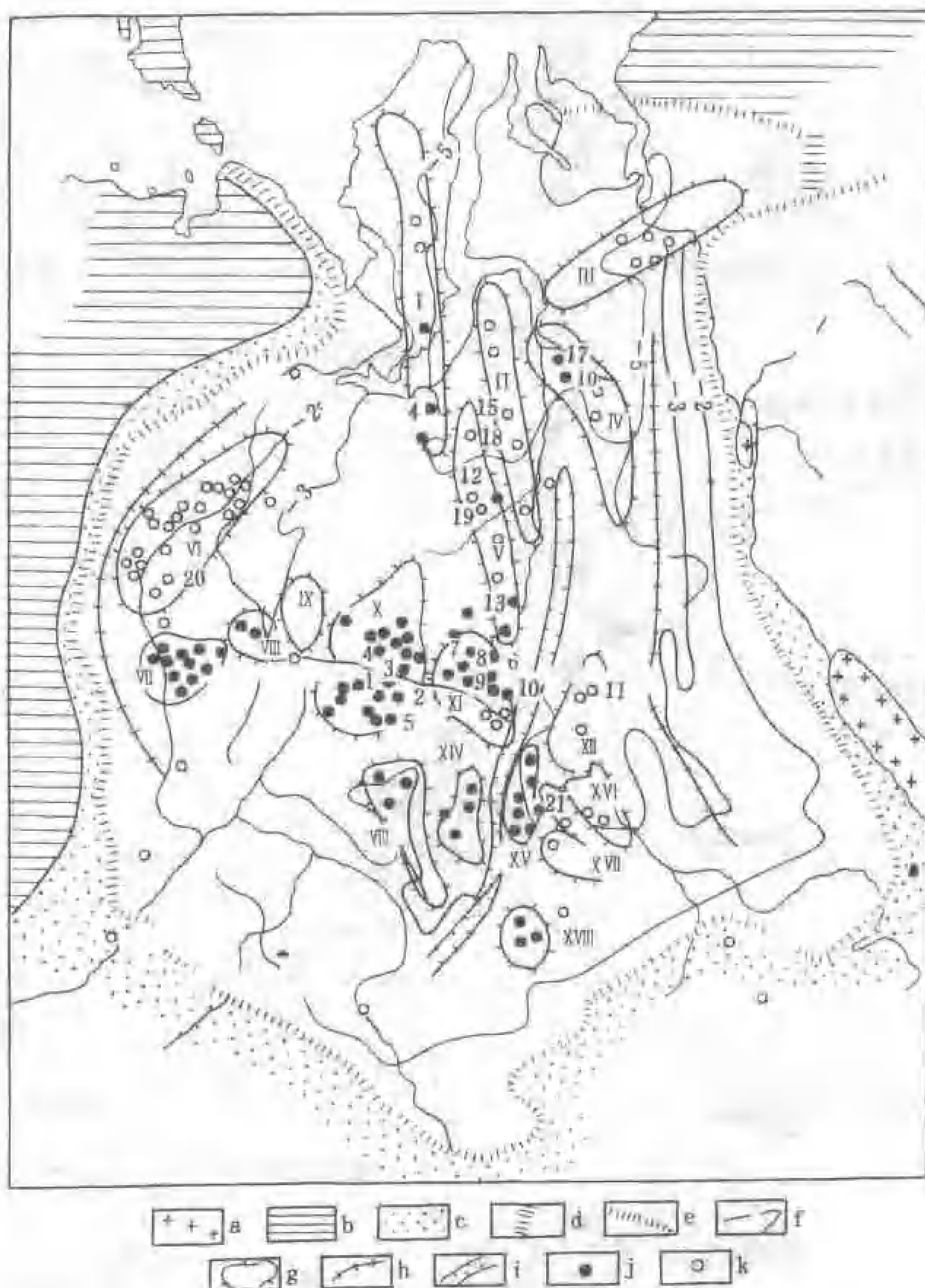
Ⅲ—非洲板块及其边缘褶皱带；22—波斯湾；38—苏伊士；39—西沙漠；40—锡尔特；41—三叠；42—吉夫脂；43—伊利兹；44—阿赫内特；45—尼日利亚海岸；46—加蓬；47—下刚果；48—宽扎；

Ⅳ—北美板块及其边缘褶皱带；72—北极斜坡；73—北极海岸；74—斯维尔德鲁普；75—库克湾；76—阿尔伯塔；77—落基山；78—西内部；79—东内部；80—阿巴拉契亚；81—二叠；82—墨西哥湾；83—圣华金－萨克拉门托；84—加利福尼亚沿海；

Ⅴ—南美板块及其边缘褶皱带；85—马拉开波；86—马格达雷那；87—东委内瑞拉；88—普图马约；89—圣克鲁斯；90—库约；91—内乌肯；92—圣豪尔特；93—麦哲伦；94—瓜亚基尔；95—巴西沿岸；

Ⅵ—印度洋板块及其边缘褶皱带；23—波特瓦尔；24—印度河；25—坎贝；26—阿萨姆；27—孟加拉湾；28—伊洛瓦底；66—卡纳尔文；67—阿马迪厄斯；68—库珀；69—博恩－苏拉特；70—吉普斯兰；71—吐加努伊

缘斜坡与毗邻的扎格洛斯山前拗陷，组成巨大的复合型波斯湾盆地，这是世界石油储、产量最丰富的区域之一，包括沙特阿拉伯、科威特、伊朗、伊拉克等国家的许多超级油田（图 9－7），约占世界探明石油总储量的 60％以上，生产层属中、新生界海相碳酸盐岩和砂岩。后来在阿布扎比、伊朗、卡塔尔、沙特阿拉伯又有新发现，使年产量石油达 7.55×10^8t、天



a b c d e f
g h i j k

图 9－5　原苏联西西伯利亚盆地略图

a—贝加尔褶皱地表露头；b—海西褶皱基底露头；c—盆地边缘带；
d—盆地之间的隆起；e—盆地边界；f—基底等深线，km；g—隆起，长垣；
h—凹陷；i—断槽；j—油田和油气田；k—气田；
隆起，长垣：Ⅰ—ⅩⅤⅢ，其中Ⅱ—乌连戈伊；Ⅳ—塔索夫；Ⅹ—苏尔古特；Ⅺ—下瓦尔托夫；油、气田：1—普拉夫金；2—马蒙托夫；3—巴雷克河口；4—贝斯特林；5—南巴雷克；6—萨莫特洛尔；7—北玻库尔；8—瓦京；9—麦吉昂；10—巴尔托夫－索斯林；11—奥赫屠里也夫；12—古勃金；13—瓦里也宇；14—麦德维日耶；15—乌连戈伊；16—扎玻梁；17—塔索夫；18—尤比列依；19—科姆索莫尔；20—蓬金；21—美尔普

然气达 1 265×$10^8$$m^3$，剩余探明可采储量石油逾 867×$10^8$t，天然气逾 43×$10^{12}$$m^3$。非洲地台南、北均为狭窄的海西褶皱带所限，北缘为阿尔卑斯期阿特拉斯褶皱带。20 世纪 60 年代



图9－6　北海的油气田

油田：1—马格努斯；2—穆尔奇松；3—蒂斯特；4—斯塔特约德；5—特尔；6—科莫兰特；7—栋林；8—胡顿；9—布伦特；10—希塞；11—尼尼安；12—阿尔温；13—贝里尔；14—克劳福；15—斯莱普内尔；16—皮佩尔；17—克莱莫尔；18—布雷；19—毛宁；20—安德鲁；21—巴肯；22—福蒂斯；23—蒙特罗斯；24—西埃科菲斯克；25—埃斯彭；26—阿尔布斯切尔；27—托尔；28—埃科菲斯克；29—埃达；30—乔斯芬；31—奥克；32—阿盖尔；33—埃尔德菲斯克；34—丹；气田：35—弗里格；36—东弗里格；37—布鲁斯；38—黑姆达尔；39—洛蒙德；40—科德；41—瓦哈尔；42—何德；43—拉夫；44—阿梅蒂斯特；45—西索勒；46—安；47—维京；48—布罗肯岸；49—因德法蒂加布；50—普莱希德；51—德波拉；52—勒曼；53—多蒂；54—赫韦特

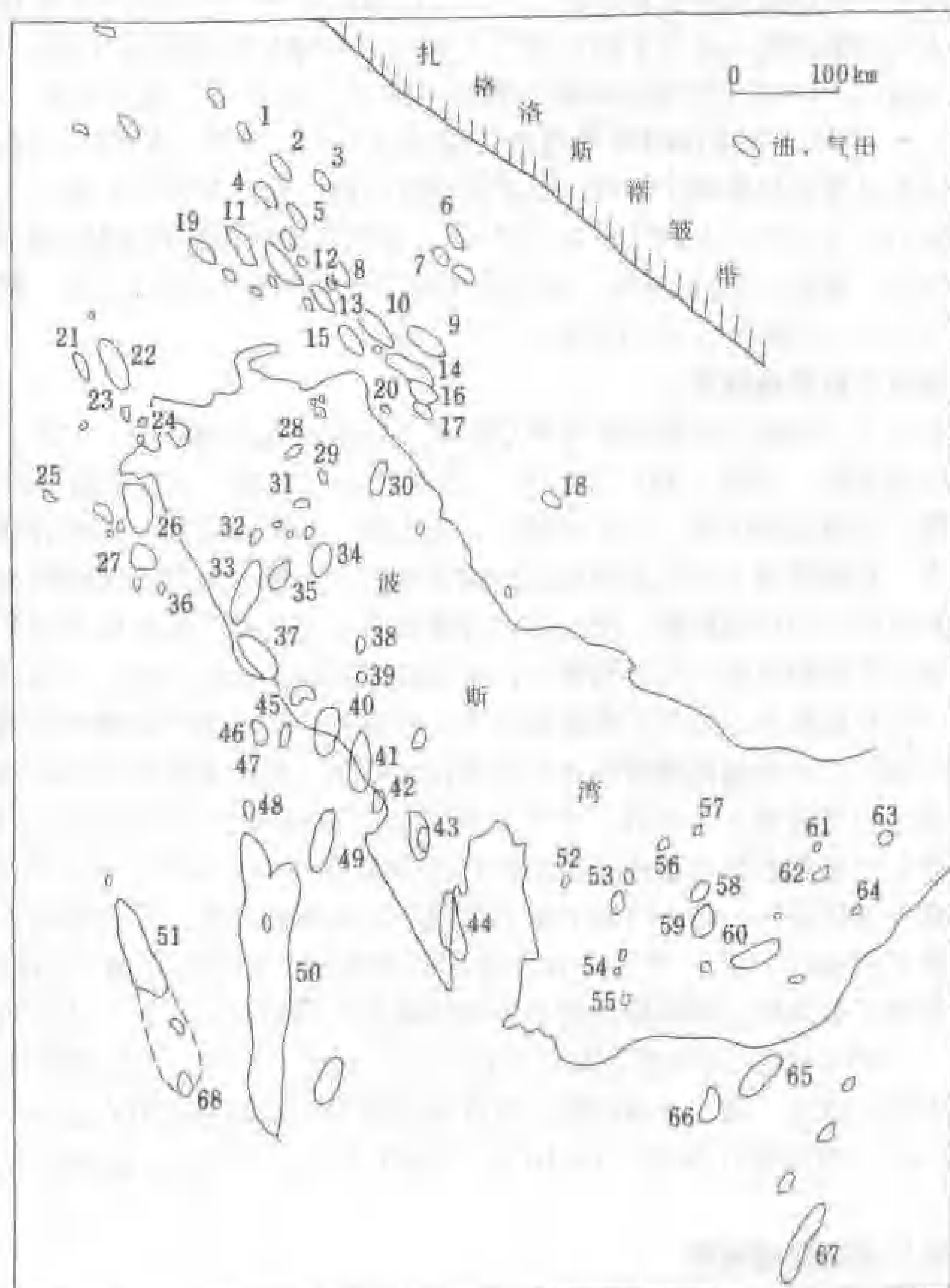


图 9－7 波斯湾盆地油气田分布图

1—拉利；2—麦斯杰德—伊—苏莱曼；3—帕尔依锡赫；4—纳夫特萨菲德；5—哈夫特克尔；6—库赫依利吉；7—杜德隆；8—发瑞斯；9—加奇萨兰；10—帕扎农；11—马朵；12—卡兰尼；13—阿加贾里；14—比比哈基麦；15—莱格伊萨菲德；16—基卢尔卡里姆；17—古尔卡里；18—布什干；19—阿瓦士；20—比郡克；21—鲁迈拉；22—祖贝尔；23—劳扎塔因；24—萨布里亚；25—米纳吉什；26—布尔干；27—瓦夫腊；28—巴赫里干沙；29—瑞柔兹；30—达里乌斯；31—塞鲁斯；32—豪特；33—萨法尼亚；34—菲来兹；35—祖卢夫；36—卡夫奇；37—麦尼法；38—卡兰；39—贾纳；40—芭利；41—卡特夫；42—达曼；43—巴林；44—杜汉；45—胡尔萨尼亚；46—阿布哈德里亚；47—法底利；48—法兹兰；49—阿布卡依克；50—加瓦尔；51—胡赖斯；52—梅丹马赞；53—伊德沙尔吉；54—本杜克；55—萨斯；56—罗斯坦；57—腊库什；58—沙山；59—乌姆沙夫；60—扎库姆；61—锡里；62—法奇；63—阿布穆萨；64—法兹；65—木尔巴；66—布哈沙；67—沙伊巴赫；68—马沙尔吉

以来，北非撒哈拉大沙漠迅速变成世界上的一个巨大产油气区域，其中以利比亚和阿尔及利亚两国最重要，从寒武系至第三系几乎都产油气；利比亚在锡尔特等盆地1959—1962年连续四年发现一批大油田，1967年发现因蒂萨尔礁块大油田，单井日产量达万吨，该国1970年产油量最高达1.6×10^8t，剩余探明可采储量石油40×10^8t、天然气$8\,650\times10^8m^3$；阿尔及利亚在三叠、伊利兹等盆地发现了哈西—迈萨乌德及哈西—勒迈尔等特大油、气田，剩余探明可采储量石油12.6×10^8t，天然气$3.6\times10^{12}m^3$。非洲西岸的尼日利亚尼日尔河三角洲，发现120多个油气田，其中海上约50个，多与同生断层伴生的滚动背斜有关，剩余探明可采储量石油28.5×10^8t、天然气$3.1\times10^{12}m^3$。

四、北美板块及其边缘褶皱带

北美板块由加拿大—格陵兰地盾和北美地台组成。在地台内部坳陷中，沉积了以古生界为主的浅海相及陆相地层，厚约1 000～2 000m，油气产自古生界。在地台南部边缘坳陷墨西哥湾北岸为美国产油最多的区域，生产层属中、新生界，与大型隆起、大断裂带及盐丘构造有关的油田甚多，是世界海上油气勘探最活跃的区域之一。地台北部边缘坳陷加拿大北极群岛区，近几年来也在大力加强勘探，斯维尔德鲁普和富兰克林两个盆地最有远景，前者发育上古生界至下第三系沉积岩系，后者属晚元古代至晚泥盆世的沉积盆地，已发现7个较大气田和一个油田，生产层属上三叠至下侏罗统砂岩。在地台东南缘海西褶皱带的阿巴拉契亚山前坳陷古生界产油气。而在地台西缘则为科迪勒拉褶皱带，其山前坳陷与地台西缘斜坡组成西加拿大复合型含油气盆地，古生界、中生界和下第三系沉积岩系最厚超过8 000m；多时代产油气，砂岩生产层集中在白垩系，古生界以泥盆系礁灰岩最重要；共约发现了1 000个油气田，帕宾娜气油田最大，阿萨巴斯卡是世界最大的沥青砂油田，下白垩统重质油砂出露地表，估计储量可达800×10^8t。另外，在西缘的阿拉斯加、加利福尼亚和墨西哥等地区的中、新生界都发现了大油田，阿拉斯加的普鲁德霍湾是美国的最大油田，洛杉矶盆地的油气丰度居世界第一（图9-8）。近年来在其滨外浅海区也加强了勘探，尤其墨西哥开发雷佛尔玛和坎佩切两大油气区后，储、产量剧增。现在剩余探明可采储量美国石油30.76×10^8t、天然气$4.63\times10^{12}m^3$；墨西哥石油68.18×10^8t、天然气$1.93\times10^{12}m^3$，跃居世界主要产油气国。

五、南美板块及其边缘褶皱带

包括巴西—圭亚那地台，东缘濒海，西缘及北缘为安底斯褶皱带。地台上有三个内部坳陷，拥有古、中、新生界沉积，除在东缘获少量油流外，迄今未发现重要油气田。但是，近年来在巴西滨外浅海大陆架展开了大规模勘探，人们期待着新发现。在安底斯褶皱带的山前、山间坳陷及中间地块中，却盛产油气，尤其委内瑞拉的马拉开波和奥林诺科两个盆地最为重要（图9-9）。产层多属中、新生界，多为砂岩产油气，油田构造类型包括单斜和短轴背斜两种，油气藏形成多受断层、地层超覆不整合及背斜控制。此外在前白垩系变质岩及侵入岩的裂隙中也获得了商业油流。委内瑞拉剩余探明可采储量石油88.32×10^8t、天然气$3.96\times10^{12}m^3$。位于奥林诺科盆地东缘的特里尼达岛，第三系和上白垩统产油，并有沥青湖驰名世界，湖盆面积$42\times10^4m^2$，沥青厚度达50m，从1867年至今已采出数百万吨沥青。

六、印度洋板块及其边缘褶皱带

主要包括澳大利亚地台及印度地台，东、东南缘为海西及加里东褶皱带，北邻喜马拉雅褶皱带。20世纪60年代以来，澳大利亚地台大力加强勘探，发现了若干中、小型油气田。吉普斯兰、科珀两盆地最重要，前者第三系盛产油气，发现了王鱼和哈利布特两个海上大油

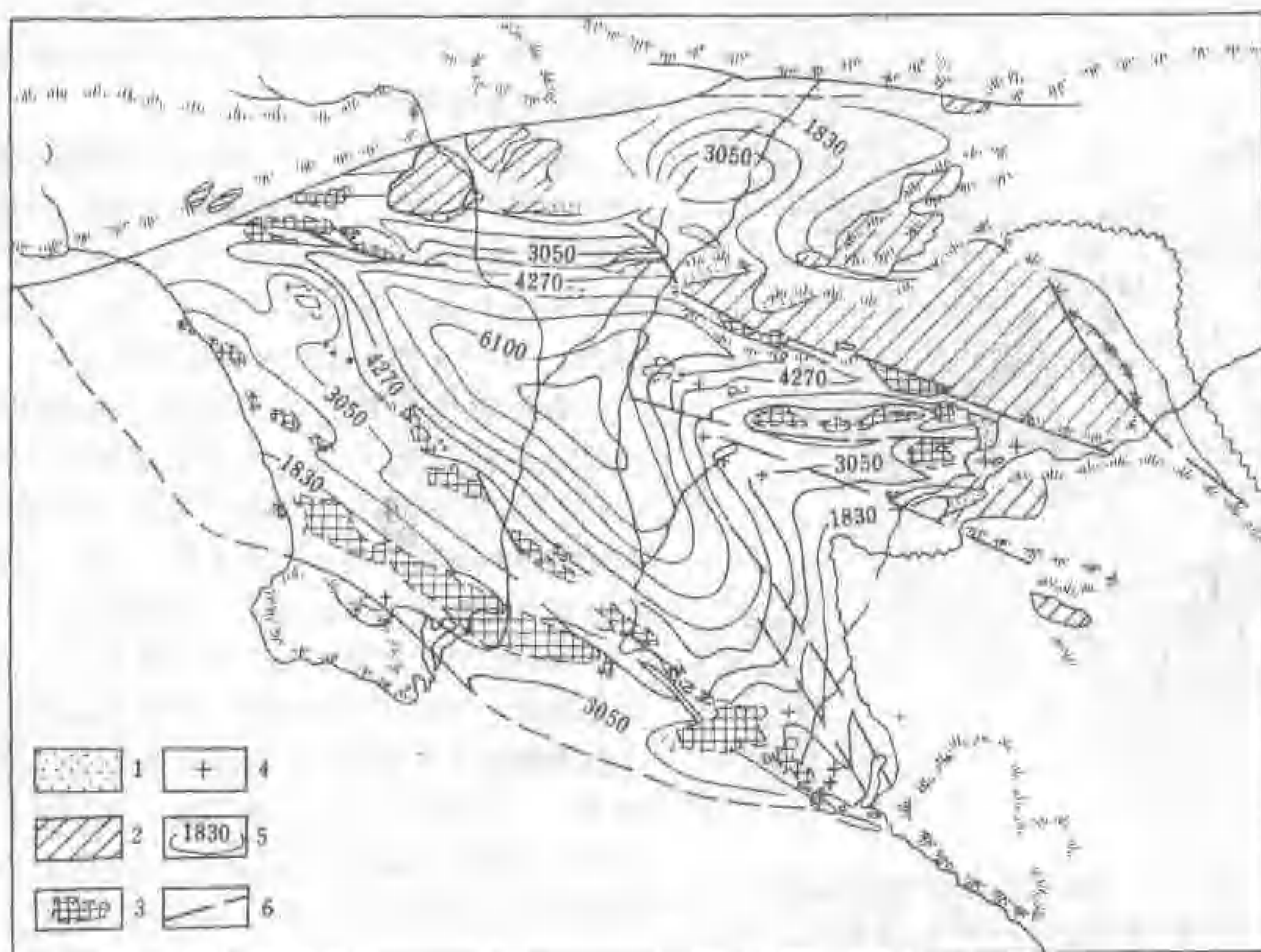


图 9－8　美国洛杉矶盆地略图

1—下上新统沉积；2—上中新统沉积；3—油田；4—小废弃油田；

5—上中新统和更年轻地层等厚线，m；6—断层

田，澳大利亚 2/3 的石油产自这里，原始石油可采储量近 3×10^8t❶；后者是较重要的白垩系产气区。目前沿东缘及西北缘大陆架都正在积极进行海上勘探。东南缘的新西兰是最有希望的产气区，它的毛伊气田拥有储量多达 $5\,664\times10^8\text{m}^3$（$20\times10^{12}\text{ft}^3$），1978 年安置了远东最大的海上平台后，产量剧增。印度地台的坎贝湾纳尔马达河口，于 1973 年才找到了坎贝隆起油田。此外，在喜马拉雅山南麓巴基斯坦和印度境内发现一些第三系油气田，1996 年印度剩余石油可采储量为 7.96×10^8t。

总之，现在世界油气勘探工作正在蓬勃发展，各大洲都发现了重要的油气资源，证明凡是沉积岩发育的区域都是值得注意的，并且许多国家正在加强对深部地层和沿海大陆架的油气勘探工作，今后一定会有更多的重要发现。

从上述我国及世界油气分布轮廓来看，地壳上油气资源的分布非常普遍，无论是在大陆或海洋、沙漠或湖沼，都有着油气田的分布。但是，其蕴藏量却很不平衡，在全世界产出了商业石油的 160 个盆地中，只有 6 个盆地发现储量超过 70×10^8t（500×10^8bbl）石油和/或等量天然气，这 6 个盆地占世界发现石油总量的 65%。全世界正在生产的油田约 41 000 个，气田约 26 000 个。据法国石油研究院（1993）统计：全世界可采储量超过 6.85×10^8t（50×10^8bbl）的超级油田有 42 个，占世界总储量的 39%；超过 0.685×10^8t（5×10^8bbl）的巨

❶ 据 Shibaoka M.，《Bull. AAPG》，1978，Vol.62，No.7。

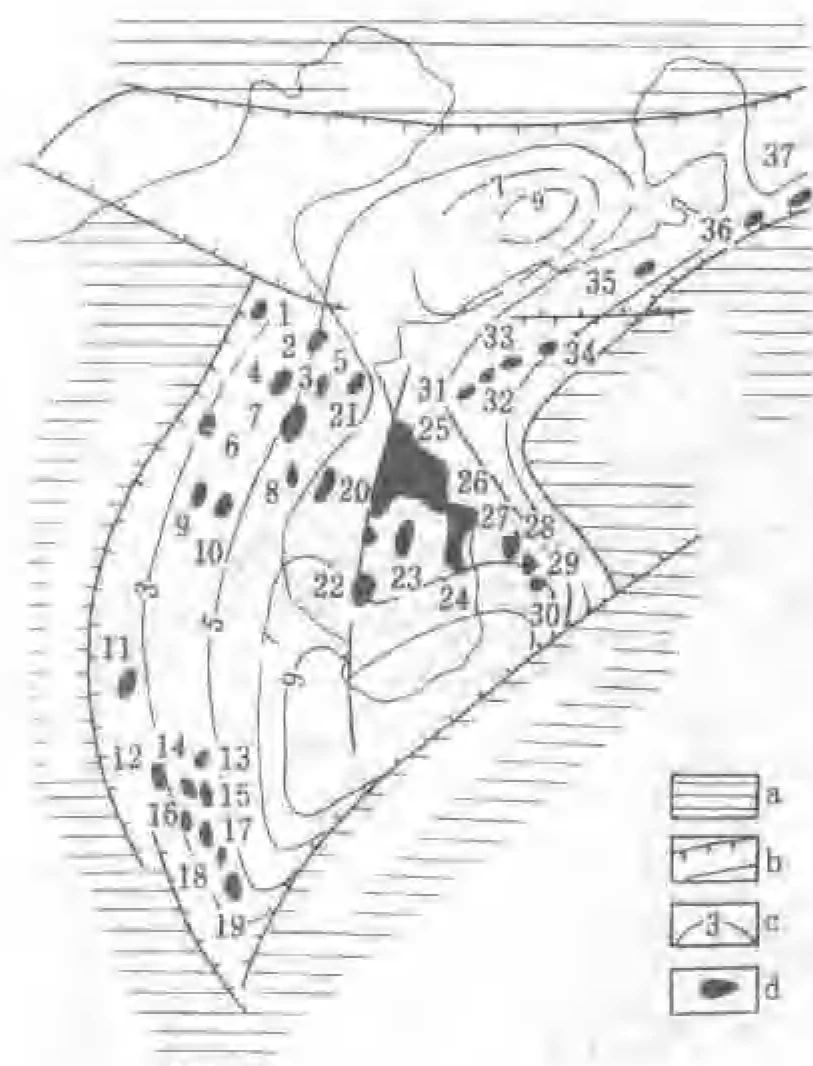


图 9－9　委内瑞拉马拉开波盆地略图

a—阿尔卑斯褶皱山系；b—断裂，不整合；c—基底等深线，km；d—油田；1—阿马纳；2—马拉；3—涅蒂克；4—拉—帕斯；5—康色普逊；6—塔土莫；7—博斯坎；8—洛斯—克拉罗斯；9—马科夫；10—圣何塞；11—里欧—德—奥罗；12—齐布；13—洛斯—马内洛斯；14—西塔腊；15—塔腊；16—萨尔吉纳塔；17—拉—别特罗利亚；18—卡尔博涅拉；19—里欧—苏利阿；20—乌尔达涅塔；21—锡布卡拉；22—拉马尔；23—森特罗；24—苏塔；25—玻利瓦尔；26—拉古尼纳斯；27—巴哈奎罗；28—梅内—格兰德；29—莫塔坦；30—巴鲁雅；31—梅内—德—马乌罗阿；32—梅迪亚；33—平塔多；34—拉斯—帕里马斯；35—梅迪奥—蒂瓜赫；36—埃—马隆；37—库马列波

型油田 328 个，占世界总储量的 21%。二者共占 60%。可见寻找巨型以上的特大油气田具有非常重要的意义。

这些巨型以上油气田的油、气储量的深度分布如表 9－3 所示：大油田所含储量 79% 埋藏在 1 220～3 050m 深处；大气田所含储量 46.1% 在上述中等深度，在 1 220m 以浅与 3 050～3 660m 两深度段约各占 25%。

随着现代勘探技术的改善，发现深逾 4 000～5 000m 的大油、气田愈益增多，表 9－4 列举了最终可采储量超过 0.685×10^8t 油当量的国外深部巨型以上的大油、气田，俄罗斯的田吉兹超级油田居首位，值得注意。

从产油气的时代来看，分布普遍，从震旦纪至第四纪都发现了油气藏，但在各时代层系中蕴藏量也是不均衡的；按世界探明石油储量的多少，依次按白垩系、第三系、侏罗系、泥盆系、寒武至奥陶系顺序减少，新生界石油储量占世界总储量的 24.3%，中生界占 65.2%，古生界占 10.5%；天然气资源则依次属于中生界、古生界、新生界，其中以白垩系、二叠系、三叠系及第三系最为重要。从产油气层的岩石类型来看，以砂岩、石灰岩及白云岩最重要，占世界油气总储量的 99% 以上，只有极少量储存在其他类型岩石中，在砂岩和碳酸盐岩中几乎各占一半。

为什么世界油气资源的分布，在时间与空间上既具有普遍性、又具有明显的不均衡性呢？这是由于在不同的大地构造单元内，区域构造性质和沉积发育史都不同，从而造成了油

表 9－3　世界巨型以上油、气田储量的深度分布

（据 P.M.Shannon & D. Naylor，1989）

深　度，m	大油田所占储量，%	大气田所占储量，%	
<1 220	5.1	25.7	96.8
1 220～3 050	79.0	46.1	
3 050～3 660	8.1	25.0	
3 660～4 270	7.6	1.9	
>4 270	0.2	1.3	

表 9-4 国外深部巨型以上的大油气田

油气田名称	发现年份	国家	可采储量			盆地	深度 m	圈闭类型	储层时代	储层岩性
			油当量 $\times 10^6$t	石油 $\times 10^6$t	天然气 $\times 10^8 m^3$					
田吉兹	1979	苏联	1 678	1 027	782	滨里海	5 400	礁块	石炭纪	碳酸盐岩
贝穆德斯	1958	墨西哥	1 388	980	490	坎佩切	4 300	断背斜	白垩纪	白云岩
埃尔弗里尔	1985	委内瑞拉	766	700	79	东委内瑞拉	4 267	断背斜	渐新世	砂岩
埃尔卡里托	1988	委内瑞拉	394	328	79	东委内瑞拉	4 572	断背斜	渐新世	砂岩
卡克图斯	1972	墨西哥	303	237	78	雷佛尔玛	4 100	断背斜	白垩纪	灰岩
库西亚纳	1991	哥伦比亚	274	274		拉洛斯	4 877	断背斜	白垩纪至第三纪	砂岩
伊里斯	1977	墨西哥	233	210	28	雷佛尔玛	4 500	断背斜盐丘	白垩纪	白云岩
拉克	1951	法国	189		227	阿基坦	4 000	背斜	白垩纪	碳酸盐岩
沙加阿	1980	沙迦	182	42	168	波斯湾	4 300	?	白垩纪	碳酸盐岩
布哈提菲尔	1969	利比亚	168	168		锡尔特	4 300	背斜	白垩纪	砂岩
大锡蒂奥	1972	墨西哥	107	107		雷佛尔玛	4 500	断块	白垩纪	白云岩
阿格韦	1976	墨西哥	98	98		雷佛尔玛	4 500	断背斜	白垩纪	碳酸盐岩
斯塔罗格罗钦	1893	原苏联	91	91		库拉	4 100	背斜	白垩纪	砂岩
马洛萨	1973	意大利	87	46	148	波河	5 400	断背斜	三叠纪	白云岩
本图里	1979	加拿大	84		102	斯科舍陆棚	5 300	?	?	砂岩
梅利昂—普塞	1965	法国	82		98	阿基坦	4 500	背斜	白垩纪	碳酸盐岩
新里奥	1975	墨西哥	70	70		雷佛尔玛	4 200	断背斜	白垩纪	白云岩
帕克特	1952	美国	70		84	二叠	4 000	背斜	奥陶纪	白云岩
戈麦斯	1963	美国	70		84	二叠	6 000	断背斜	奥陶纪	碳酸盐岩
伊桑格拉克	1980	加拿大	70	70		麦肯齐	4 200	?	侏罗纪	砂岩
贝尔托达*	1982	墨西哥				雷佛尔玛	6 000	断背斜盐丘	侏罗纪至白垩纪	白云岩
卡顿纳斯*	1980	墨西哥				雷佛尔玛	5 960	断背斜	侏罗纪至白垩纪	白云岩
基拉尔达斯*	1977	墨西哥				雷佛尔玛	4 946	断背斜	白垩纪	石灰岩
朱乔*	1980	墨西哥				雷佛尔玛	6 435	断背斜	侏罗纪	石灰岩
卢纳*	1985	墨西哥				雷佛尔玛	5 820	断背斜	侏罗纪	白云岩
帕雷顿*	1977	墨西哥				雷佛尔玛	6 100	断背斜盐丘	侏罗纪	白云岩
特科米诺肯*	1985	墨西哥				雷佛尔玛	6 445	断背斜盐丘	侏罗纪	白云岩
巴塔布*	1984	墨西哥				坎佩切	4 720	断背斜	白垩纪至第三纪	砾岩白云岩
乌契*	1986	墨西哥				坎佩切	5 100	断背斜	侏罗纪	白云岩

* 属最终可采储量大于 6850×10^4t 油当量的大油气田（Jose Santiago 等，1990），但未公布具体储量数据。

气生成、运移、聚集、保存等条件的差异，因而尽管在沉积岩分布的区域常常都有油气，但其蕴藏量的多少却变化很大。所以，作为一个石油地质工作者，必须善于根据各地区的大地构造及岩相古地理条件，分析油气藏形成与保存情况，才能查明油气分布规律，正确做出含油气远景评价，有效地指导油气勘探及开发工作。

第3节　前陆盆地

一、前陆盆地的概念[33]

前陆盆地是位于褶皱山系前缘与毗邻克拉通之间的沉积盆地。它包括从山前拗陷到克拉通边缘斜坡的过渡区。前渊盆地、山前拗陷、山前拗陷—地台边缘拗陷、山前拗陷—地台斜坡等概念都属于前陆盆地范畴。

前陆盆地形成于挤压构造环境，与A型俯冲和B型俯冲作用有关。一般前陆盆地的演化都要经历由伸展环境向聚敛环境过渡的过程，也可以叠加在克拉通边缘盆地、裂陷槽或大陆内裂谷—拗陷之上。盆地的沉积空间主要由冲断负荷诱发的挠曲作用形成。有人把大陆内挤压挠曲作用形成的盆地也归为前陆盆地，称类前陆盆地。

典型前陆盆地结构不对称，靠近造山带一侧较陡，在其演化过程中遭受变形作用较强；盆地近克拉通一侧较宽缓，与地台层序逐渐合并。由造山带向克拉通方向，前陆盆地可划分为三部分：(1) 褶皱—冲断带；(2) 深凹（拗）带；(3) 稳定前陆斜坡和前缘隆起。褶皱—冲断带有褶皱推覆体、叠瓦推覆体等类型，下部常见双重构造；前缘隆起部位常发生挠曲应力产生的张性或张扭性断裂；盆内构造样式以台阶状逆断层及相关褶皱为特征，冲断方向从造山带指向克拉通。被动大陆边缘层序中的正断层在前陆盆地阶段可能反转。

前陆盆地一般存在一套或几套由细变粗的反旋回沉积。若后期变形作用强烈，可显示地层旋回的不完整性。前陆盆地的早、中、晚期层序间常为不整合面，前缘隆起、冲断带上的不整合较为发育。前陆盆地的沉积物来源一般是单向的，在发育早期，冲断体位于海平面之下，物源主要来自克拉通方向；当冲断体向前陆推进出露海平面之上，来自冲断体的剥蚀组分占主要位置。

由于冲断—褶皱带重荷是变动的，古老的前陆盆地本身也可被卷入逆冲变形之中并且抬升，在变形带的前方又形成新的前陆盆地。因此，沉降中心、沉积中心和边缘尖灭线不断迁移是前陆盆地的基本特征。

二、前陆盆地的石油地质条件

前陆盆地是世界上油气资源最丰富的一种盆地类型，不管是储量还是产量，这类盆地都很高。世界上已在21个前陆盆地中发现石油可采储量大于7 000 × 10^4t的大油气田，国外许多著名的含油气盆地，如西加拿大盆地、波斯湾盆地、落基山盆地、东委内瑞拉盆地、阿拉斯加北斜坡盆地、阿巴拉契亚盆地等都是前陆盆地。我国川西北、酒西、库车、塔西南等拗陷也都具有前陆盆地的特征。

典型前陆盆地具有两类烃源岩系，即被动大陆边缘沉积型和前陆拗陷型烃源岩系。岩石类型主要为海相碳酸盐岩、页岩和陆相泥页岩。例如落基山前陆盆地，区内的烃源岩系既有下伏广泛分布的台地相石灰岩和页岩，又有弧后前陆期的白垩系湖相地层。又如美国的阿科马前陆盆地，发育有寒武系至密西西比系三套地台层序的海相页岩和碳酸盐岩烃源岩，又发育宾夕法尼亚系前渊的陆相含煤碎屑岩烃源岩系。无论是大陆边缘型烃源岩还是前陆拗陷型烃源岩，其成熟的生油气中心总是靠近深拗带一侧，受造山期间的挤压以及地层负荷的作用，深拗陷部位的油气沿断层、不整合面或渗透储集层向上或向克拉通一侧进行运移。

典型前陆盆地的储集岩体总体上也可分为两大体系，即下部以台地相碳酸盐岩为主体的储集体系和上部以陆相碎屑岩为主体的储集体系。例如，乌拉尔前陆盆地带从泥盆纪到三叠

纪共发育五套储集层，其沉积环境经历了由海相到陆相的变迁过程，既有大陆边缘沉积，又有造山过程的复理石—磨拉石沉积。

背斜构造圈闭、断层圈闭和地层圈闭是前陆盆地内最为普遍也是最为重要的圈闭。背斜构造圈闭主要为一些逆冲断层相关褶皱，分布在靠近盆地逆掩冲断带一侧。断层圈闭既有裂陷阶段形成的由正断层构成的断块圈闭，亦有后期受造山运动影响在逆掩冲断作用下形成的由冲断层构成的断层圈闭以及早期正断层反转形成的断块或在前缘隆起轴部张扭性断裂形成的圈闭等。与逆冲断层有关的断层圈闭主要发育在受冲断作用比较强烈的山前地带；与正断层活动有关的断层圈闭，一是发育于早期的裂谷盆地内，二是发育在晚期靠近地台一侧。前陆盆地的地层圈闭主要发育在靠近地台一侧，多期构造升降会形成多个不整合面。另外前陆盆地地层总是向克拉通方向逐渐超覆，因此，不整合是前陆盆地常见的和重要的一类圈闭。

总体上看，前陆盆地的油气田分布主要是受圈闭展布特点的控制（图 9－10）。在靠近冲断带一侧或冲断带内，主要是背斜和断层圈闭油气藏，例如落基山山前冲断带的 Pineview 油田（该油田是冲断带内首次发现的油田，1975 年发现。它的发现引起逆掩断层勘探热）、阿尔伯达盆地科迪勒拉山前冲断带内的特纳古油气田、阿巴拉契亚山前的普涅夫油田和格维兹别茨油田等都是与滑脱冲断构造及断层相关的褶皱圈闭，我国川西北前陆盆地受龙门山冲断—褶皱带构造控制，形成了河湾场、中坝、孝泉等一系列以断裂褶皱为圈闭主体的油气田，酒西前陆盆地的老君庙构造带也是一个受冲断层控制的断层褶皱带，在其中发现了老君庙、鸭儿峡等背斜油田；在靠近克拉通一侧的前缘斜坡带主要分布砂岩体上倾尖灭或地层超覆油气藏以及与张性或张扭性断层有关的断块油气藏，如阿尔伯达盆地最大的油田——帕宾纳油田、阿科马盆地的麦克阿勒斯特—金塔—卡斯特维尔聚气带等；在前缘斜坡带也存在因基底冲断作用形成的基底卷入型厚皮构造圈闭，例如落基山盆地 Hakolo31－6 油田为一倒转背斜油田。在平面上，前陆盆地内的油气围绕生油气中心呈条带状分布于平行造山带的构造带上。

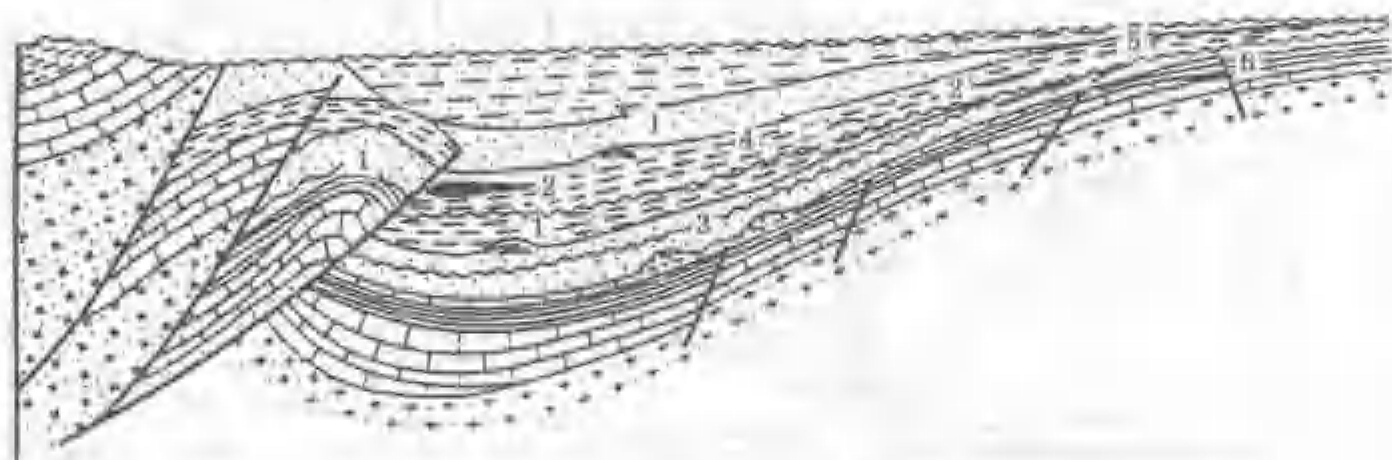


图 9－10　前陆盆地油气藏分布模式

1—挤压背斜；2—岩性；3—生物礁；4—披覆背斜；5—地层；6—断块

由于造山带活动以及冲断带不断挤压，盆地内油气藏会受构造运动而不断调整，改造和再分布，因此，前陆盆地都是油气藏遭破坏比较严重的一类盆地，例如西加拿大盆地，东委内瑞拉盆地都是世界上名列前茅的重质油和沥青砂盆地。

三、典型实例——波斯湾含油气盆地

在阿拉伯地台与扎格洛斯（Zagros）造山带之间分布着一个广大而油气资源丰富的沉积盆地，它拥有世界最高产量的油气田，含有世界地质储量的 2/3、天然气储量的 1/3（Beydoun，1991），这个盆地就是世界上著名的波斯湾含油气盆地。

波斯湾盆地包括伊朗西南部、伊拉克、沙特阿拉伯、科威特、卡塔尔、巴林岛、叙利亚、土耳其，西方人称之为中东地区，我国称之为西亚。在大地构造上，它是由阿拉伯地台东部边缘斜坡和扎格洛斯造山带西南麓的山前拗陷带（美索布达米亚山前拗陷带）组成，盆地结构不对称，盆地轴线走向北西—南东，大致与现今的幼发拉底河及底格里斯河谷地相符，延至波斯湾，因而这里的沉积岩系最厚，向西南部地台区域减薄，如图9－11及9－12所示。

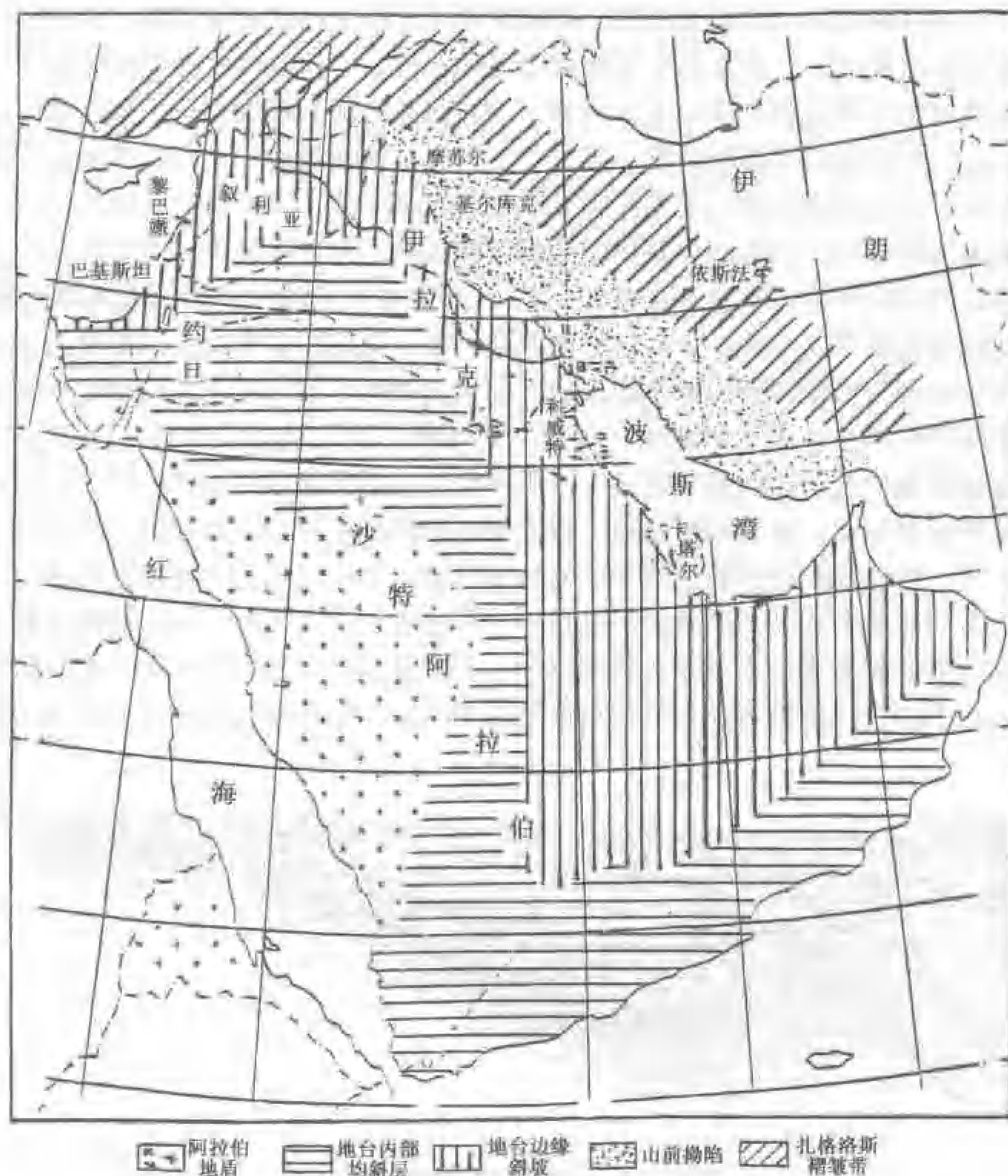


图9－11　西亚地区大地构造图

扎格洛斯山脉是由于阿拉伯板块与欧亚边缘的大陆块体碰撞形成的造山带。阿拉伯洋壳向北俯冲到欧亚板块之下，在晚始新世局部开始陆—陆碰撞，现今这种聚敛仍在继续。这种碰撞的结果是在扎格洛斯地缝合线西南的阿拉伯陆架上形成前陆盆地。持续的聚敛导致盆地区域变形，形成向西南逆冲的逆断层和大型箱状背斜，平行于地缝合线分布。因此，波斯湾盆地进入前陆盆地发育阶段只是从陆—陆碰撞开始，即从晚始新世开始，而这之前的中、古生代，该地区属于阿拉伯地台的陆架边缘背景。也就是说，波斯湾前陆盆地是在大陆边缘

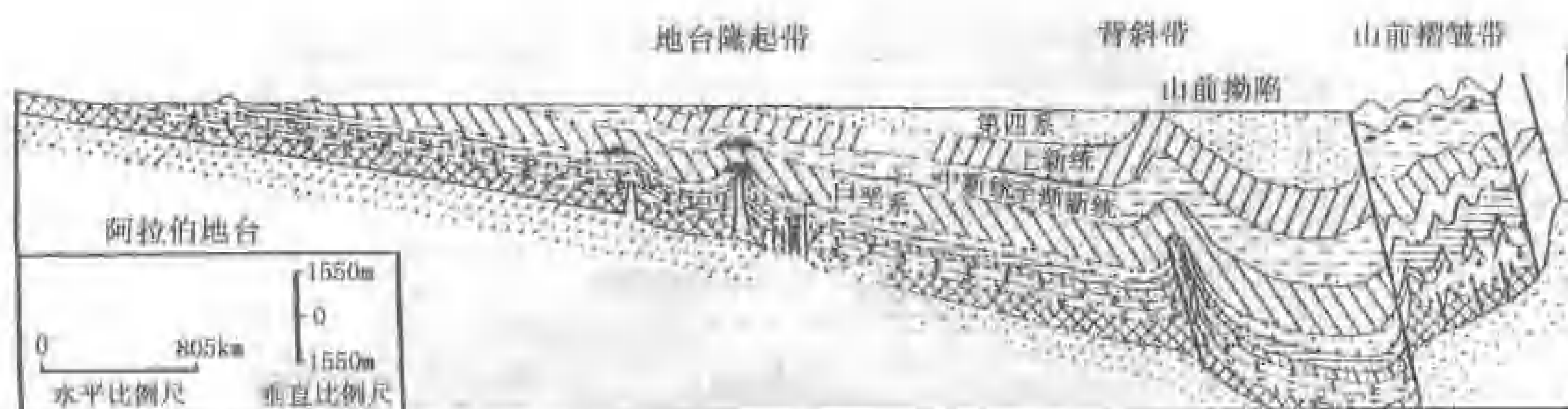


图 9－12　波斯湾盆地剖面图

背景上形成的。晚第三纪的碰撞作用改造了中、古生界的构造面貌，在其地层中留下了碰撞作用的烙印。因此在谈论油气地质条件时，不可避免要涉及碰撞前的中、古生界。

波斯湾盆地油气田分布见图 9－7。其基本特征是：在地台边缘斜坡带，紧靠波斯湾的哈沙构造阶地区域内发现了许多世界最大的油田，它们都是面积巨大的穹隆和短轴背斜，走向近南北，倾角平缓，很少超过 6°～7°。隆起高度 300～700m，局部为断层所破坏。沙特阿拉伯和科威特的最大油田都属于这些隆起带，如沙特阿拉伯的安一纳拉含油构造带（加瓦尔大背斜油田就是由该构造带的哈拉德、候依亚、依特马尼亚、谢德吉姆及阿英达尔等高点组成的长垣）、阿布卡依克—卡替夫含油构造带。这些隆起构造可能与基底断裂和盐隆有关。伊拉克南部的佐别尔、拉塔维及鲁麦拉，科威特的布尔干、玛格瓦、阿赫玛吉、乌姆—古捷尔及拉乌德哈坦，卡塔尔的达克汉，巴林岛的巴林等油田也都是地台型背斜构造。山前拗陷带的油气田为狭长背斜构造油气田，两翼不对称，有时甚至向盆地中心倒转并发生断裂。例如，伊朗西南部构造群和伊拉克北部构造群都是这种类型，前者包括拉里、麦斯日德—依—苏莱曼及古—依—阿斯玛利背斜带，纳弗特—沙飞、哈弗特—克尔及马马登背斜带，阿华茨、阿瓜—査立、帕査农、古—依—台拉背斜带；后者由山系向盆地中心包括四个背斜构造带，第一带是阿因—扎拉、布特马及切姆切马尔背斜油气田，第二带是基尔库克及柯尔莫尔背斜油气田，第三带是摩苏尔、巴依—加山及章布尔背斜，第四带是卡依阿拉、纳弗特—哈涅油田。

波斯湾盆地有如此丰富的油田分布，与其优越的生、储、盖条件密不可分。

阿拉伯地台边缘斜坡自前寒武纪就开始下沉，直到晚第三纪。在这漫长的地质历史时期里，尽管曾有短暂上升，但仍以长期稳定下沉为主，环境安静，在拗陷中心形成了厚达上万米的浅海相、潟湖和滨海相的泥岩、泥灰岩、石灰岩、生物礁块灰岩及各种碎屑灰岩，其中含有丰富的Ⅱ型干酪根的腐泥有机质，形成数十套烃源岩层系（图 9－13），特别是中至上侏罗统和白垩系是波斯湾盆地最重要的烃源岩层系。

盆地内的储油层系也是十几套（图 9－13），多数为碳酸盐岩类，但砂岩也具备非常好的储油条件。在山前拗陷带以第三系渐新至中新统裂缝性石灰岩为主，它们的原始组构和储集层特性已被构造作用强烈改造，储集能力及产能与原始的沉积相已基本没有联系，而取决于与褶皱有关的裂缝化作用。例如，伊朗西南部的阿斯马利石灰岩孔隙度平均不到 7%，但构造裂缝非常发育，出油裂缝宽度在 0.5～5cm，连通长度可达 32～100km。但在伊拉克北部的基尔库克和伊朗西南部的加契—沙兰等油田为生物礁块灰岩储油层，前礁相的石灰岩重结晶形成蜂窝状结构，孔隙度平均在 18%～36%，渗透率高达（5～1 000）$\times 10^{-3}\mu m^2$。在

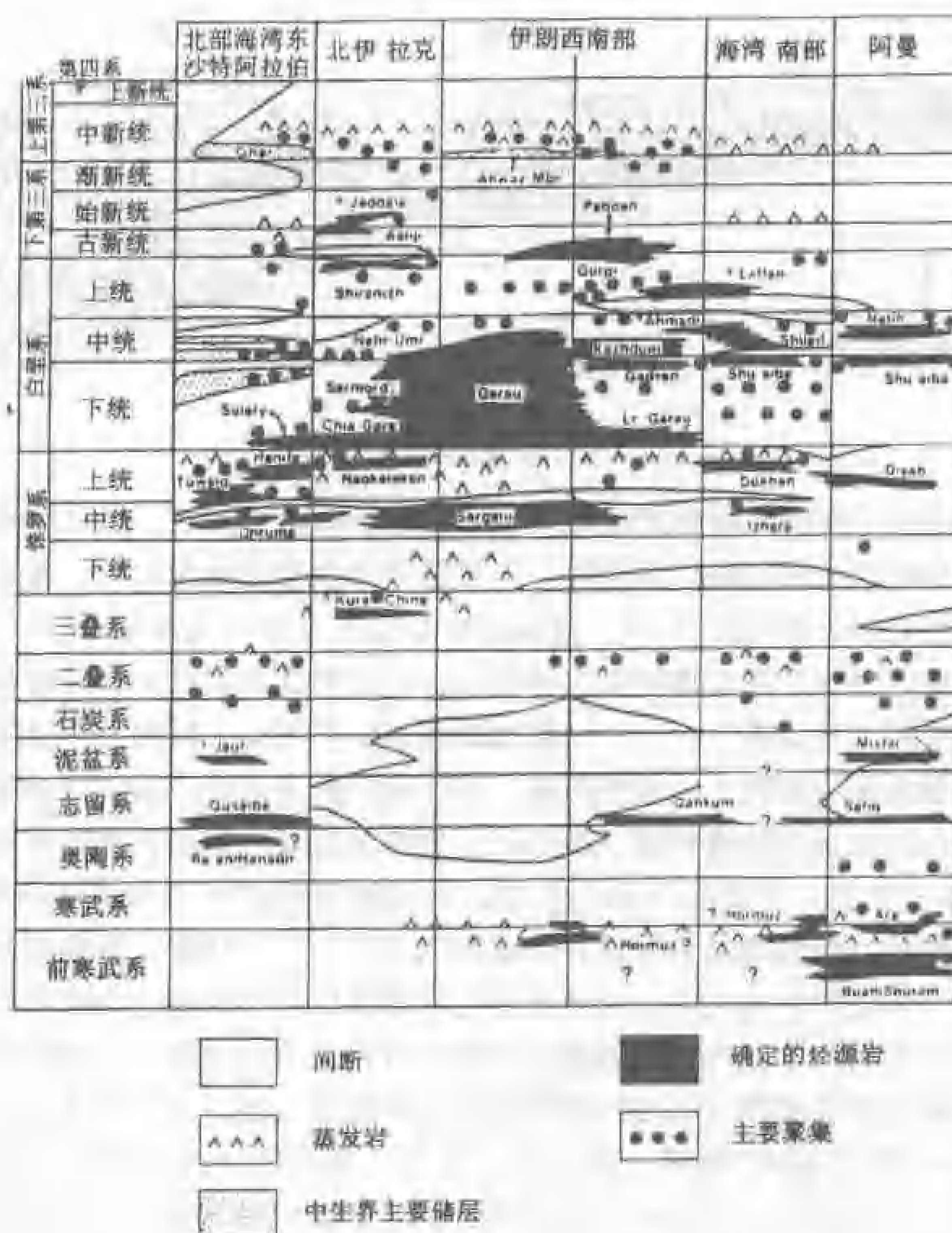


图 9－13　波斯湾盆地主要生储盖层系

拗陷边缘也发现中、上白垩统孔隙—裂缝性碳酸盐岩储油层。例如，伊拉克北部的基尔库克及阿因—扎拉等油田的中白垩统石灰岩及白云岩化石灰岩，其孔隙度较高，而纵横交错的裂缝更大大加强了孔隙的连通性。向地台区，伊拉克南部、科威特以下白垩统孔隙砂岩为主，再往东南至沙特、巴林岛、卡塔尔则变为以上侏罗统碳酸盐岩为主要储集层，这些地台边缘斜坡的砂岩储集层和碳酸盐岩储集层都以孔隙储油为主。

盖层条件好也是该盆地的重要特征。在山前拗陷带的石灰岩之上覆盖着中新统下法尔斯层，由极厚的致密岩盐、无水石膏、泥灰岩及石灰岩构成，形成厚达 200－1500m 的区域盖层。在地台边缘区，也有几十米厚的硬石膏层和泥岩层作盖层。

在盆地不同的地带和层位，上述生储盖层组合不同。伊朗西南部的渐新～中新统阿斯马利石灰岩本身既是生油层也是储油层，为自生自储组合；伊拉克北部则常见侧变式组合，如阿因—扎拉油田是中、下白垩统放射虫泥灰岩和泥岩生的油气经侧向运移进入到中白垩统石灰岩储集层中的；在阿拉伯地台边缘上侏罗统阿拉伯层储油石灰岩与其下伏的祖巴依层生油岩则呈旋回式组合。

扎格洛斯造山作用对盆地油气的分布有重要控制作用。碰撞造山过程形成了巨厚的沉

积，同时改造了造山前地层中的构造。碰撞挤压作用不仅形成成带分布的背斜带，也导致石灰岩储集层形成丰富的裂缝，并因此影响着油气的运移方向。垂向运移提供了山前拗陷第三系储集层的油气来源。例如，在伊拉克东北部地区，第三系与中下白垩统储集层中的油气垂向上具有相同的硫同位素，但在不同的油田，即使是同时代储集层，其石油在成分上也有明显的不同，这种差异不仅表明不同地区烃源岩沉积条件以及石油生成条件的不同，同时也说明造山运动以前和以后均没有或很少发生横向运移及混合作用。

总之，波斯湾盆地是晚第三纪前陆盆地叠加在中、古生代克拉通边缘盆地上的叠合型盆地，油源极其丰富，储集层条件好，厚层致密盖层区域分布，储油构造巨大且数量多。正是这些有利条件同时具备，才形成了油气资源极为丰富、无与伦比的巨大含油气盆地。

第4节　裂谷盆地

一、概述

Griggs（1894）将具陡而长、两壁平行的沉降谷称为裂谷，是最常见的大型岩石圈拉张破裂而形成的纵长形断陷或拗陷。

裂谷盆地是极其重要的含油气盆地，国内外在该类盆地的油气勘探都取得了重大进展，探明了丰富的油气资源。我国石油地质工作者经过40年的勘探，相继在松辽及渤海湾盆地发现了大庆、胜利、辽河等一系列大油气田，使东部地区拥有全国探明石油地质储量的80%，发现探明储量大于1×10^8t的油气田28个，年产石油超过1×10^8t，成为在陆相裂谷盆地找到石油最多的国家，而且积累了世界上最丰富的陆相石油地质资料，为系统总结中国东部油气聚集规律和陆相石油地质理论创造了条件。

二、盆地的形成机制和构造演化特征

裂谷的形成是拉张作用的结果，但是张性构造可以在重力滑动、拉张、挤压、扭动、上拱、差异负荷和压实等条件下形成。

裂谷系形态多种多样，有断槽状、锯齿状、雁列状、三叉式等。迪肯森（W. R. Dickinson，1976）将裂谷环境盆地划分为内克拉通盆地、边缘拗拉槽、原始大洋裂谷、冒地斜沉积棱柱体、陆堤、新生洋盆、弧间盆地和扭张性盆地[98]。

根据裂谷盆地构造演化阶段，可分为裂谷前期、裂谷断陷期和裂谷拗陷期三个阶段，处于不同演化阶段的裂谷盆地其石油地质特征有较大的差异。

中国东部中、新生代裂谷盆地的形成演化大体可划分为以下几个主要发展阶段（图9-14）。

（1）初始张裂阶段。

由于太平洋板块俯冲，上地幔物质热膨胀作用造成局部异常，断裂活动导致盆地初始断裂，并伴有强烈岩浆活动。

（2）断陷发育阶段。

太平洋板块俯冲强烈，上地幔物质热膨胀作用加剧，断块、断陷差异沉陷十分强烈。

（3）拗陷发育阶段。

太平洋板块俯冲减弱，俯冲带向东迁移，上地幔物质由热膨胀转为冷却收缩，地壳整体下沉，由断陷转为拗陷发育阶段。

三、石油地质特征

裂谷盆地含油气丰富，在世界油气勘探开发领域占有极其重要的地位。裂谷盆地的油气潜力取决于烃源岩的发育、储盖组合、足以使烃源岩成熟的上覆岩系、圈闭和油气藏保存等条件之间的有利配合[8]。

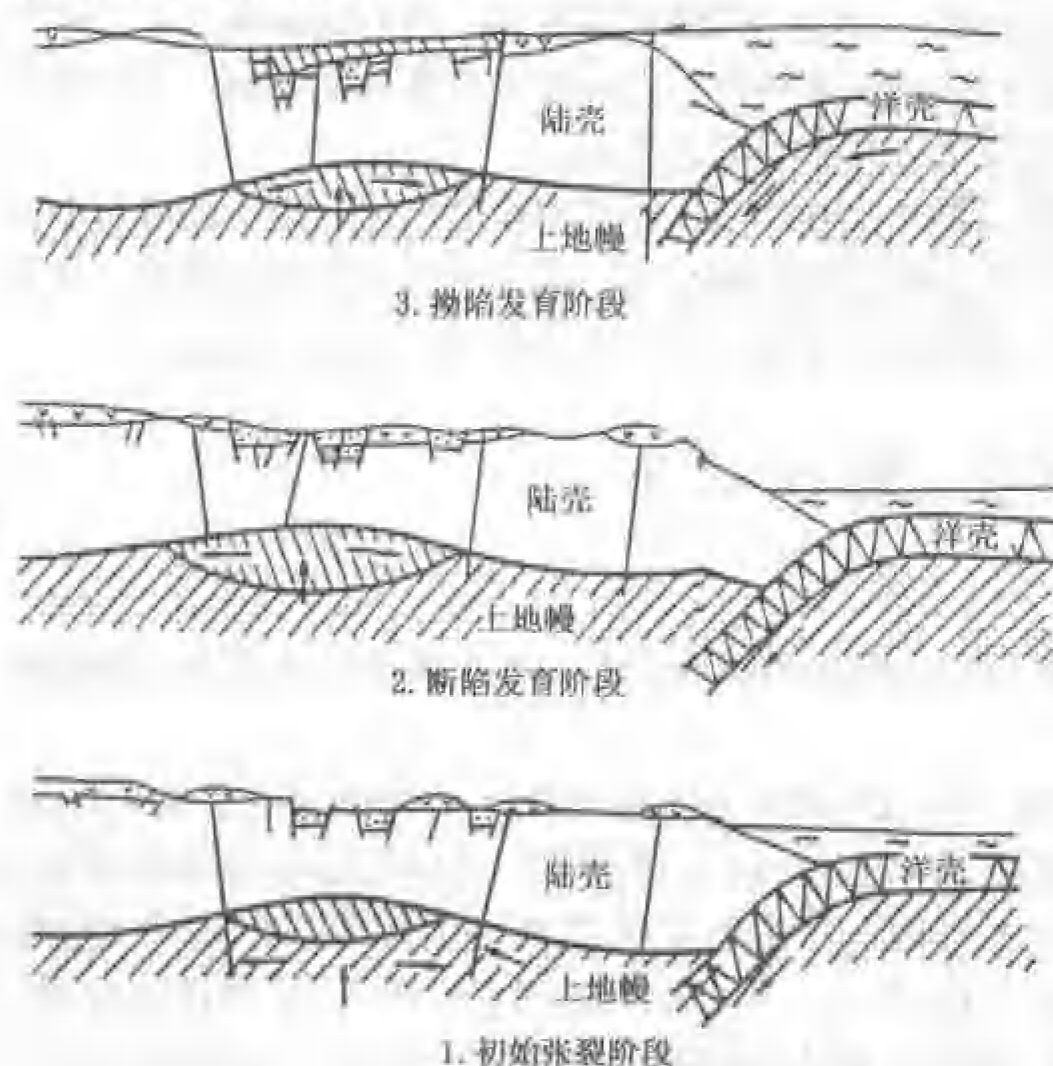


图 9－14　中国东部中新生代裂谷盆地演化模式
（据王涛，1997）

（1）油气生成特点。

在世界主要裂谷盆地中，从寒武系至下第三系都有烃源岩分布，岩性以泥岩、页岩和碳酸盐岩为主，含有大量的水生生物为主的有机物质。裂谷盆地烃源岩主要形成于裂谷盆地发育的主要时期，具有烃源岩厚度大、丰度高、分布广、类型多的特点，由于具有较高的地热背景，有机质演化成烃条件优越，如渤海湾盆地烃源岩厚 500～3 000m，有机质类型好，以Ⅰ、Ⅱ型为主，同一盆地不同深度段有机质丰度、类型都有明显的变化。

（2）储盖组合特征。

不同裂谷盆地，甚至同一裂谷盆地在不同发育阶段，其沉积特征有较大差别，主要原因是由于沉积特征受控于盆地构造演化及发育程度。拗陷型裂谷在稳定沉积环境下储集层发育、规模大、横向稳定，成熟度高，如松辽盆地在早白垩世主要有三个沉积体系，规模大达数千甚至万余平方公里，沉积体系以河流—三角洲—湖泊体系为主体，储集层以河流相砂体和三角洲前缘砂为主。断陷盆地在块断运动作用下发育规模小、横向变化大、储集层成因类型多，如渤海湾盆地凹陷分割性强，以凹陷为单元，发育多种类型沉积体系，每个体系规模不大，仅为数十至几百平方公里，砂体小，往往具横向变化大、纵向上叠加连片的特点，盆地内主要沉积相类型为冲积扇、扇三角洲、三角洲、滩坝、湖底扇、浊流相等。

裂谷盆地盖层分为区域性盖层和直接盖层。区域性盖层宏观上控制了裂谷盆地内油气运聚与分布，直接盖层直接影响了油气藏内油气聚集。盖层岩石类型主要有泥岩、页岩、盐岩、石膏、裂缝不发育的致密碳酸盐岩。储盖组合在裂谷盆地发育的不同阶段差别较大，裂谷前期阶段以新生古储式组合为主，如华北古潜山油气田；裂谷断陷期阶段以自生自储式组合为主；而裂谷后期阶段以古生新储组合为主。

（3）运移特点。

裂谷盆地中油气运移既存在侧向运移又存在垂向运移，但以垂向运移为主，断裂带控制了裂谷盆地中油气田的地理分布。裂谷盆地断裂体系发育，油气纵向运移十分活跃，有多期运聚、重新分配、多期成藏的特点，油气往往沿断裂向上运移，在断裂两侧富集，纵向上含油气井段长，一般可达几十米到几百米，甚至超过 2 000m。

（4）油气分布特征。

裂谷盆地油气藏类型多，主要有背斜油气藏、断块油气藏、岩性油气藏、地层不整合油气藏、地层超覆油气藏等。拗陷型裂谷盆地中部，一般发育与基底活动有关的背斜油气藏、断块油气藏。断陷盆地陡坡带则主要发育滚动背斜油气藏、断块油气藏、地层超覆油气藏，洼陷带岩性油气藏发育，缓坡带则以岩性上倾尖灭油气藏、断块油气藏、地层不整合油气藏、地层超覆油气藏为主。

四、典型实例分析

（一）拗陷型裂谷盆地

此类含油气盆地基底较稳定，多为长期发育拗陷、稳定下降的区域；浅层常发育中生界生油层系，深层多伏有古生界或中、上元古界海相生油层系，与盆地周缘出露的结晶基岩多呈逐层超覆接触。盆地中发育有大型的背斜、长垣、隆起、斜坡等二级构造带类型。由于受周缘影响，一般陡背斜位于盆地边部，平缓隆起和长垣位于盆地中部，斜坡和挠曲带则多分布在大单斜带。在盆地中心或边缘斜坡，都可形成巨大油气田。

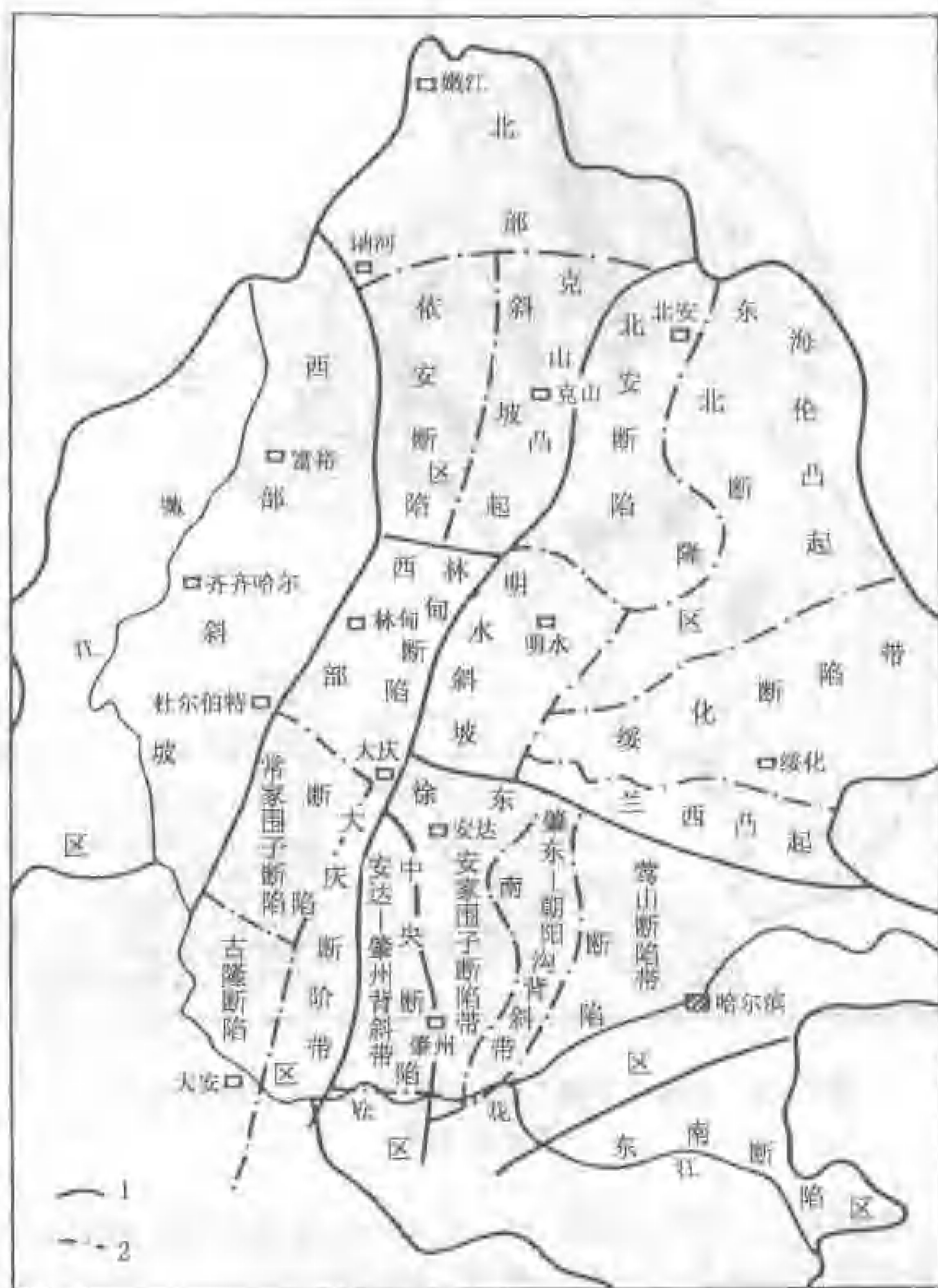


图 9 - 15 松辽盆地北部深层构造单元划分
（据大庆石油管理局）
1——级构造单元分界线；2—二级构造单元分界线

松辽盆地是中国东北最大的含油气盆地，呈北北东向展布，长 750km，宽 330～370km，面积约 $26 \times 10^4 km^2$（图 9－15）。盆地基底主要是由加里东、海西期褶皱变质岩及岩浆岩组成，地层自下而上为前古生界、下古生界、上古生界、侏罗系、白垩系、第三系、第四系，都有不同程度发育，厚约 11 000m。

松辽裂谷盆地于晚侏罗世进入断陷发育阶段，形成了一系列地堑式断陷带，发育一套河流—沼泽相含煤建造，处于高温演化阶段，具有一定的生烃能力。早白垩世进入大规模拗陷发育阶段，嫩江组沉积时期是湖盆发育的极盛时期，为大规模河—湖沉积体系的形成奠定了基础。大型三角洲围绕湖盆，向中心伸展，提供了广泛分布的储集层条件。多旋回沉积导致盆地内以青一段、嫩一段、嫩二段主力生油气源岩为中心的多套生储盖组合。在裂谷发育期经历多次构造运动，形成了多种构造带或局部构造，圈闭规模较大，背斜形态宽缓，面积

大，为油气聚集提供了大型圈闭条件。还有多种类型的鼻状构造、地层圈闭和岩性圈闭。



图 9-16 拗陷盆地油气藏分布模式（以松辽盆地为例）
（据胡见义等）

在松辽盆地北部有齐家—古龙、三肇两个主要生油凹陷，各种类型的油气藏多围绕凹陷呈环状分布，大庆长垣位于两环之间，是油气聚集的最佳场所。每个凹陷自中心到边缘，油气藏呈规律分布：凹陷中部为岩性油气藏，向外以断鼻状构造、断层—岩性复合油气藏为主，凹陷边部为背斜、断块油气藏或气藏。断层油气藏主要受复杂断裂带控制，呈带状分布（图 9-16）[14]。

（二）断陷型裂谷盆地

系指在前震旦系（或前寒武系）古老结晶变质基底或古生代褶皱变质基底上，受基底断裂作用而下陷的沉积盆地。面积大小相差悬殊。包括单断和双断两种型式，前者在盆地一侧为断距很大的同生基底断裂所限，与周缘出露的基岩呈断层接触；另一侧则为平缓斜坡，与周缘基岩逐层超覆接触。整个盆地呈断超式的明显不对称状，沉降中心常在近断裂一侧。有时在边缘基底断裂的影响下，在盆地内侧出现若干伴生基底断裂呈阶梯状节节下降，致使上覆沉积盖层中，成带出现受这些同生断层控制的滚动背斜，成为背斜油气田分布的有利区域；而在盆地另一侧斜坡区则易形成受地层圈闭和断层圈闭控制的单斜油气田。如果这些基底断裂之间的水平距离和垂直断距都较大，那么，这些基底断裂便可将整个含油气盆地分割成若干次级单断拗陷（或凹陷），每个拗陷可以自成一个含油气区。

渤海湾盆地位于中国东部渤海海域及其沿岸，地跨辽宁、河北、河南、山东和北京、天津等省、市。北至沈阳，南近开封，西到北京—石家庄一线，东达潍坊—营口一线，外围环以燕山、太行山、鲁西和胶辽山地，南北长 2 600km，东西宽 1 200km，总面积约 $20\times10^4km^2$（图 9-17），包括冀中、黄骅、临清—东濮、辽河、渤中、济阳等拗陷。

盆地内发育有中、上元古界、下古生界海相地层及上古生界至中、新生界陆相沉积，累计厚度达 33 000m。

各拗陷的前第三系基底由不同时代的不同类型岩石组成：太古界和下元古界为混合花岗岩、石英岩和大理岩；中、上元古界和下古生界为白云岩和石灰岩；上古生界为含煤层系以及中生界为基性—中性火山岩和含煤层系。



图 9－17 渤海湾盆地构造分区图（据漆家福等，1994）
1—盆地边界；2—隆起；3—拗陷内凸起；4—构造单元之间的大致界线；5—海岸线；Ⅰ—冀中拗陷；Ⅱ—黄骅拗陷；Ⅲ—临清—东濮拗陷；Ⅳ—辽河拗陷；Ⅴ—渤中拗陷；Ⅵ—济阳拗陷

渤海湾盆地在断陷发育阶段，盆地分割性强，具多隆、多拗、多凸、多凹相间的构造格局。凹陷间多为凸起分隔，各凹陷多为独立的成油单元。

凹陷内断裂活动十分强烈，往往是一侧主干断裂强烈活动控制凹陷发育，形成箕状凹陷。内部又为次级断层切割，呈现许多基底翘倾断块体，它们数量多，起伏大，有利于地层超覆、不整合及古潜山圈闭的形成。在基底沉降陷落过程中，又可形成规模相对较大的披覆背斜和众多的地层岩性圈闭，形成各类地层—岩性型油气藏和披覆背斜油气藏。

凹陷小、沉降幅度大是渤海湾盆地的重要特征之一。在长期发育演化过程中，凹陷内的派生断裂控制沉积、二级构造带及其局部构造的形成，如披覆背斜、滚动背斜、盐（泥）拱背斜等。而多期、多组不同产状的正断层，使已有的背斜圈闭都改造为断背斜或断块群，因此，断块圈闭是最广泛发育的基本类型。多期的块断活动、湖盆频繁的水进水退，导致大面积多套生、储油岩系发育和形成了有利的生储盖组合。而多物源、近物源、快速堆积的各类沉积体系由边缘向湖盆中心伸展，插入生油区，形成了大面积、多层叠置的储集层分布特征，出现了多种类型的岩性圈闭。这些地质因素的相互配置，使丰富的有机质成烃后，通过短距离运移，即可聚集成藏，造成多种类型油气藏的广泛分布。而晚第三纪整体拗陷沉积又为下第三系油气藏起到很好的保存作用，以致渤海湾盆地油气藏不仅类型多、分布广，而且十分富集。

油气藏分布模式：陡坡带是断陷的深陷带与凸起的突变带。其共同特点是：靠近物源区，水下扇和冲积扇发育，相带粗而窄，地层超覆现象普遍，断层发育，在其内侧同生断裂下降盘分布滚动背斜带，在其外侧断块圈闭和地层型圈闭发育，油源条件好，有利于多种类型圈闭油气藏的形成。在其边缘地带分布地层超覆油气藏、古潜山油气藏、断块－岩性油气藏，在其内侧发育滚动背斜油气藏和岩性上倾尖灭油气藏（图 9－18）[62]。

深陷带是断陷内部油源条件最有利地带，由于其地质结构变化大，有助于形成多种类

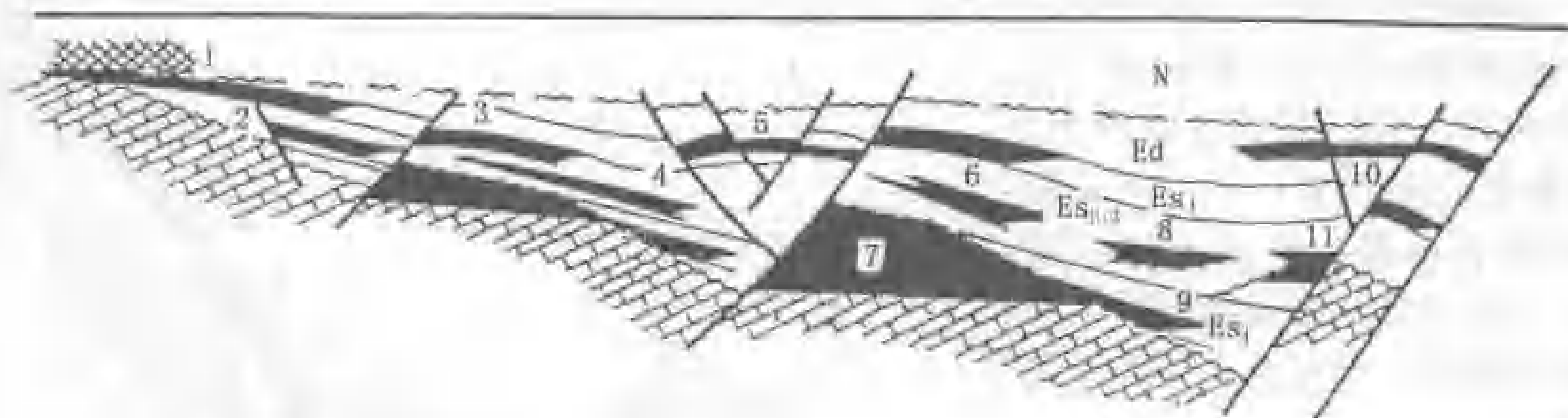


图 9－18　断陷盆地油气藏分布模式（据胡见义）

1—地层不整合（或沥青封闭）油气藏；2—断块油气藏；3—披覆构造油气藏；
4—粒屑灰岩岩性油藏；5—挤压构造油藏；6—砂岩上倾尖灭油藏；7—古潜山油藏；
8—透镜体砂岩岩性油气藏；9—地层超覆油气藏；10—逆牵引背斜油藏；11—断层—岩性油气藏

型圈闭，如古潜山或披覆背斜、挤压背斜或塑性拱升背斜等，还发育大量砂岩透镜体岩性圈闭。这些圈闭处于最佳油源区，形成油气富集程度高的油气藏。主要有五种类型油气藏：古潜山油气藏、披覆背斜油气藏、挤压背斜油气藏、底辟拱升背斜油气藏和透镜状岩性油气藏等。

缓坡带为断陷中基底埋藏较浅、沉积盖层较薄部位。该带发育基底断裂和同沉积断裂等两组断裂带，深部分布古潜山圈闭和披覆背斜圈闭，同沉积断裂外侧分布地层不整合油气藏或沥青封闭不整合油气藏，在其内侧同生断裂下降盘往往发育滚动背斜油气藏，次为断层—岩性油气藏和地层超覆油气藏，在其中部分布披覆背斜油气藏、古潜山油气藏和粒屑灰岩岩性油气藏。

北海位于西北欧大不列颠岛与斯堪的纳维亚半岛之间，是闻名世界的裂谷盆地。北至北纬62°，西北以设得兰群岛为界，南至多佛尔海峡，面积$57.5 \times 10^4 km^2$。1959年荷兰发现格罗宁根大气田后，揭开了北海大规模勘探开发石油的序幕。先后发现了中区第三系砂岩的福蒂斯大油田、弗立格大气田以及奥克等二叠系油田，成为世界上最重要的海上产油气区之一。仅在1965—1975年期间就发现了34个油田、19个气田（图9－6）。北海盆地北部基底为加里东褶皱、南部是海西褶皱，泥盆系至石炭系为磨拉石—海相碎屑岩、碳酸盐岩建造，晚石炭世海西运动结束了挤压环境。二叠纪时盆地开始形成，由于深部地幔物质的隆起，在张性应力条件下，形成了一系列张性断裂，主要走向为北西—南东向，部分近南北向，将盆地分割成隆起区和断陷盆地。根据区域构造发育特征，北海盆地可分为若干次一级构造单元：南北海盆地和北北海盆地。南北海盆地包括英吉利、西北德意志和西荷兰三个次级拗陷和特塞尔隆起；北北海盆地包括维京地堑、中央地堑、默里、福思和西挪威拗陷、东设得兰台地和维斯特兰隆起。

二叠－三叠系盆地具张性性质，沉积了碎屑岩、碳酸盐岩和蒸发岩建造。三叠纪末形成诸多地垒和地堑，侏罗纪早期发生海侵，晚期裂谷作用进一步加强。裂谷活动高峰期是在晚侏罗世，晚白垩世裂谷作用开始衰退，拉张运动后为裂谷期后拗陷发育阶段。北海盆地北部的侏罗系、白垩系和第三系以海相为主，烃源岩以上侏罗统海相黑色泥岩为主。在裂谷期、裂谷后期层序中均发现了油气分布。

该盆地油气分布可概述为：生油气区控制了油气分布范围，储集层特征控制了油气田的丰富程度，圈闭构造样式控制了油气藏类型。

南部盆地以产气区为主，中上石炭统煤系地层气源岩提供了丰富的气源，形成了荷兰格罗宁根至英国海上的大气田；二叠系赤底统发育的砂岩，厚200～300m，是主要的产气层。二叠纪末张性断裂活动控制了大气田的形成与分布，主要气田有曼滩、不屈、维京、西索尔、赫威特及格罗宁根等。

北部盆地产油气区主要是维京和中央地堑，主力烃源岩以上侏罗统生油岩发育为特征，岩性为深海泥岩，下侏罗统、下白垩统和下第三系页岩也有一定生油潜力，具备丰富的油源条件。中侏罗统、上侏罗统砂岩及白垩系白垩层为良好储集层，形成侏罗系断块油气藏、白垩系背斜油藏和地层不整合油气藏为主的一系列大油气田，包括埃科菲斯克、斯坦福约尔德、布伦特、都林、考莫朗特等油田，构成了北海极为富集的油气区。

第5节　克拉通盆地

一、概述

克拉通盆地包括形成在克拉通周边环境的和克拉通内部的盆地。发育在克拉通边缘的盆地常被划分为前陆或前渊盆地。裂谷或拗拉槽可以发育在陆壳之上，属于克拉通内部盆地的一类。依据地壳性质、相对于板块活动的构造位置、盆地的形态和发育历史，可将克拉通内盆地划分为简单内克拉通盆地（图9－19）和位于早期形成的裂谷或其他类型盆地之上的复杂克拉通盆地。下面主要讨论简单内克拉通盆地和位于早期裂谷之上的拗陷旋回。

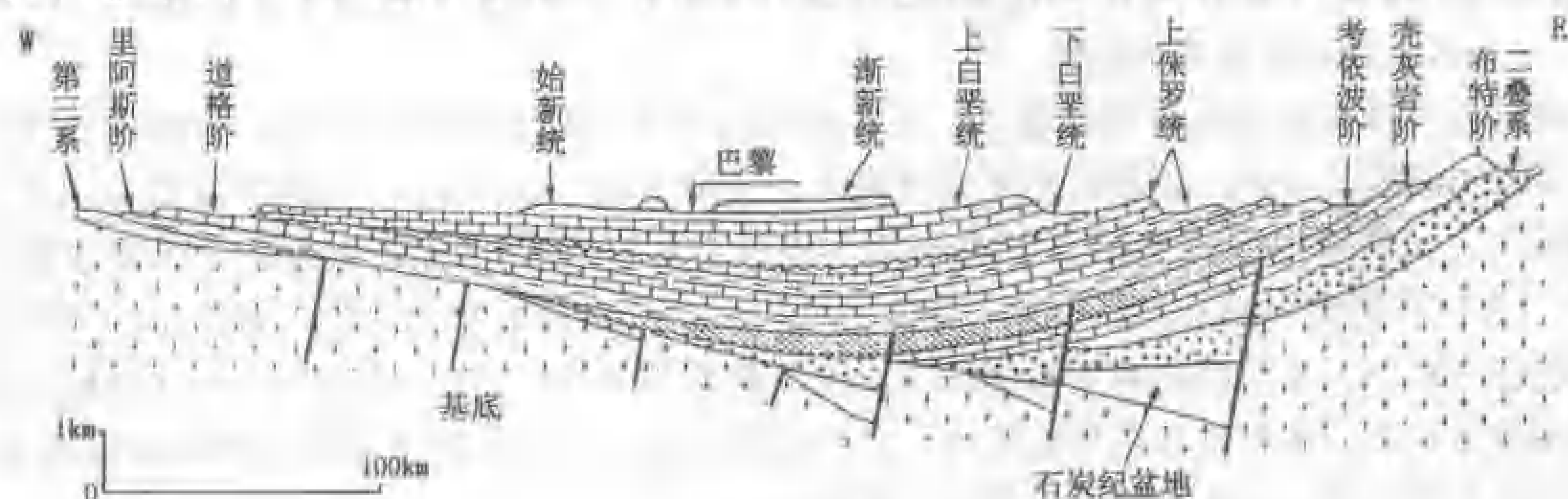


图9－19　横穿巴黎盆地的东西向剖面（据Perrondon和Zabek，1991）

二、盆地的形成机制和构造演化特征

克拉通盆地的形成演化是比较复杂的，目前有几种不同的假设。根据Kingston等（1983），克拉通盆地是在板块离散的条件下完全形成于陆壳之上的盆地，板块离散是内拗陷旋回或盆地的根本原因。Haxby等（1976）和Sleep等（1980）认为某些克拉通盆地是局部热源之上的热隆起、低密度地壳表层的剥蚀、变薄、冷却、收缩和最后沉降的结果。Haxby（1976）认为相变和壳下荷载是盆地沉降的机制，即认为地壳密度由低变高可使地壳产生下拗。Sloss和Speed（1974）认为克拉通上升或隆起是由壳下软流圈中的热流上升、同时发生熔融和部分熔融引起的。目前流行的板内应力、地壳不均一性以及沉积负荷模式也可以从不同角度对克拉通盆地的演化作出解释。

大多数克拉通盆地的演化一般经历了早期扩张或离散到晚期的汇聚与碰撞阶段（图9－20），但并非所有的克拉通盆地都经历这完整的四个阶段，而可在盆地发展过程中缺少某个

阶段[34]。

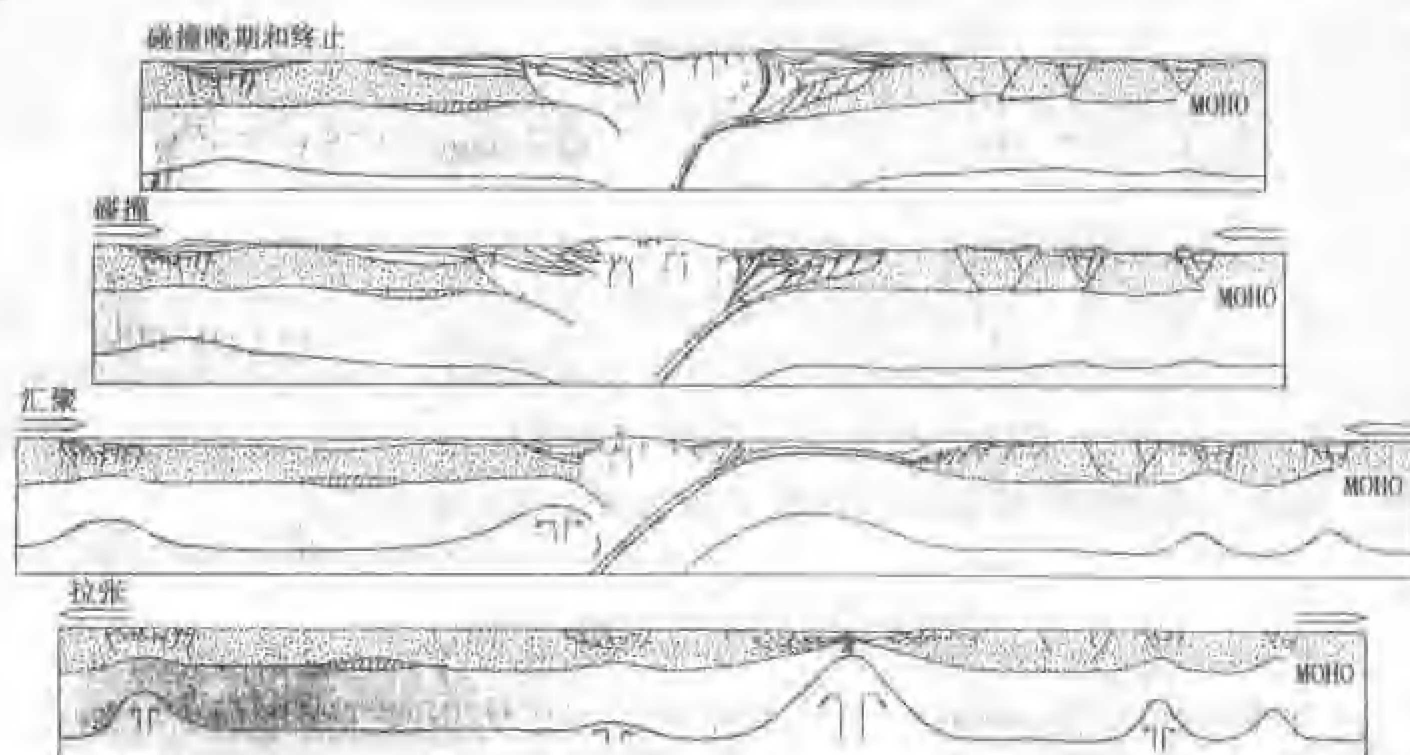


图 9-20 影响克拉通盆地演化的四个板块构造活动阶段
（据 Ziegler 等，1988，何登发等修改，1996）

三、石油地质特征

克拉通盆地在世界油气工业中具有重要的地位，其油气储量约占世界油气储量的 1/4。（Huff & Klemme，1980）克拉通盆地的地质条件决定了其具有复杂的油气聚集历史。

（一）沉积特征及生储盖组合

在世界主要克拉通含油气盆地中，从寒武纪到白垩纪都有烃源岩分布，岩性主要为泥岩、页岩和碳酸盐岩等，烃源岩厚度变化较大，一般为 20－1 000m。不同盆地有机质丰度差别很大，如塔里木盆地有机质丰度较低，依利诺斯盆地、威利斯顿盆地有机质含量较高[34]，有机质类型较好，大多为Ⅰ、Ⅱ型。在同一盆地不同的演化阶段，有机质的分布特征可能存在差别，如西西伯利亚盆地下侏罗统为腐殖型（$Ⅱ_2$－Ⅲ）有机质，上侏罗统主要为腐泥型有机质，侏罗系有机质含量由下而上逐渐增高，白垩系阿普第阶有机质为腐殖型，塞诺曼阶为腐泥型，尼欧克姆阶为腐泥—腐殖型。

克拉通盆地中分布有丰富的储集层，在与裂谷形成有关的克拉通盆地与无裂谷的克拉通盆地之间，储集层的分布特征有所差别。一般在下方无裂陷的克拉通盆地，沉降速率较慢，沉积与沉降保持同步；在盆地发育期间，较快的沉降速率形成饥饿型内克拉通盆地，其四周为碳酸盐滩和三角洲边缘，快速沉降导致储集层沿盆地周缘分布，并在盆地边缘形成典型的三角洲和海岸砂岩以及与生物礁有关的碳酸盐滩和台地。在下伏有裂谷分布的克拉通盆地，裂谷作用形成地堑和倾斜的地块，它们均分布有储集层；克拉通盆地的快速沉降期常为封盖层岩石的沉积期，在纵向上储集层与盖层有多种匹配形式，在侧向上，储集层可相变为非渗透性岩层，形成侧向储盖组合。

（二）油气聚集和分布特征

在世界各大洲都分布有克拉通盆地。克拉通盆地内分布着十分丰富的油气资源，目前已在许多大型的克拉通盆地发现了大油气田，如西西伯利亚盆地、依利诺斯盆地、密执安盆地、威利斯顿盆地、巴黎盆地等。Carmalt 和 St.John（1986）研究了世界上不同类型含油气盆地大型油气田的分布情况指出，克拉通盆地大油田数和大油田油当量位居各类盆地的第二

(图 9－21)，在所有大型油气田中，发育在克拉通盆地中的石油占总量的 11%以上，所含的天然气占总量的 48%以上，即占总油当量的 1/4。

克拉通盆地的油气藏以构造/地层圈闭为主，主要分布以下五种类型：

(1) 与基底隆起有关的潜山圈闭油气藏。基底构造横向不均一性决定了克拉通盆地的隆拗构造格局，因此与基底地貌起伏、基底顶面风化有关的油气藏类型也广为发育，在塔里木、西内部、西西伯利亚等盆地都有分布。

(2) 基底隆起之上的构造。此类构造常为同沉积背斜或与基底（断裂）有关的构造，在塔里木、鄂尔多斯、威利斯顿、西西伯利亚等盆地广泛发育这类圈闭。如威利斯顿盆地典型的构造或以构造为主的圈闭都是由老断层或褶皱断层复活形成的。

(3) 岩性圈闭。这是克拉通盆地内较为重要的圈闭类型之一，这类圈闭可分为沉积型和成岩型两种基本类型。在塔里木、四川、威利斯顿、西西伯利亚、巴黎、依利诺斯等盆地广泛发育，在一些盆地可能还是主要的产油气类型。

(4) 背斜圈闭。如波罗的盆地、巴黎盆地、塔里木盆地等都分布着这种与基底关系不大的背斜圈闭。

(5) 地层—岩性复合圈闭。这是克拉通盆地内最主要的圈闭类型，如依利诺斯盆地主要油田的圈闭类型为复合型，西西伯利亚盆地中鄂毕、纳德姆—普尔南区和普尔—塔兹区的大量侏罗系油田圈闭为地层—构造型（图 9－22）。

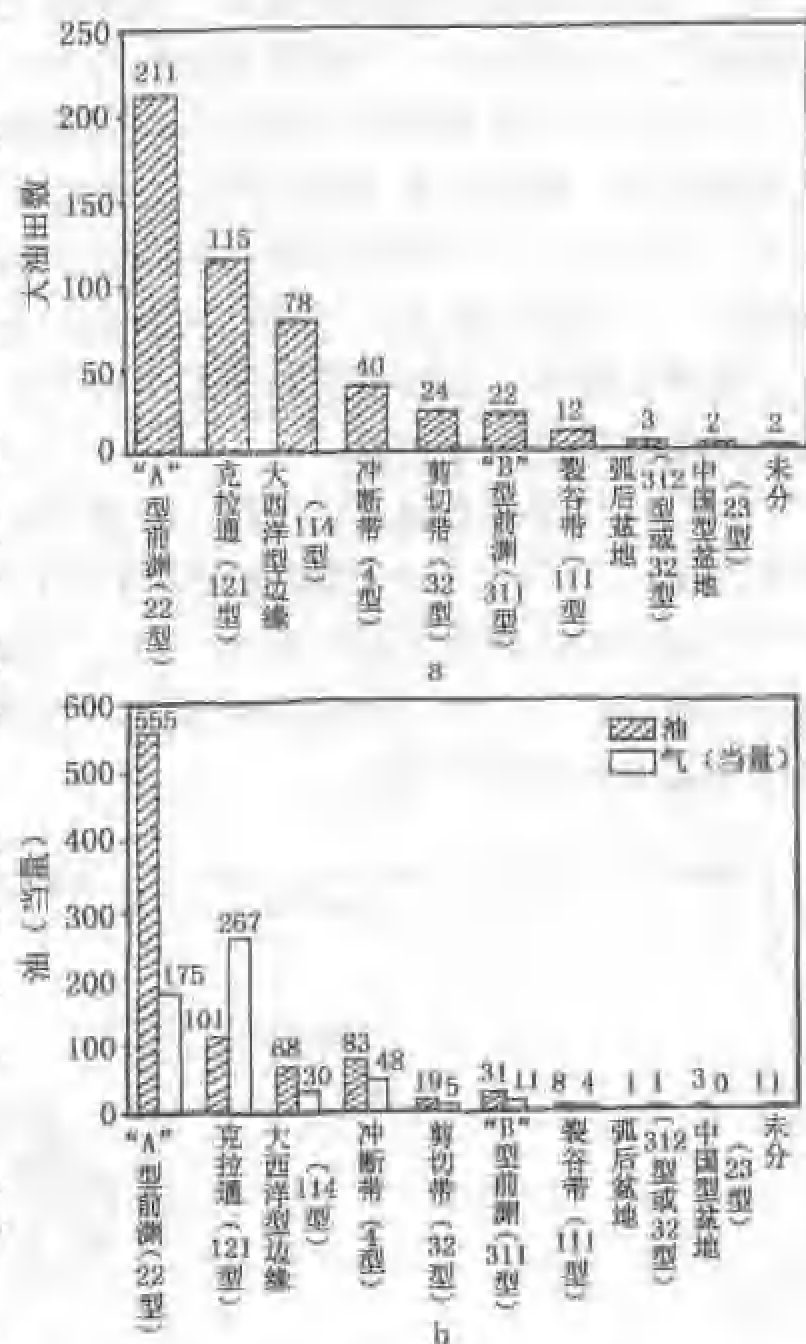


图 9－21　根据 Bally 和 Snelson 盆地分类的大油田数和大油田油当量曲线（据 Carmalt 和 St. John，1986）

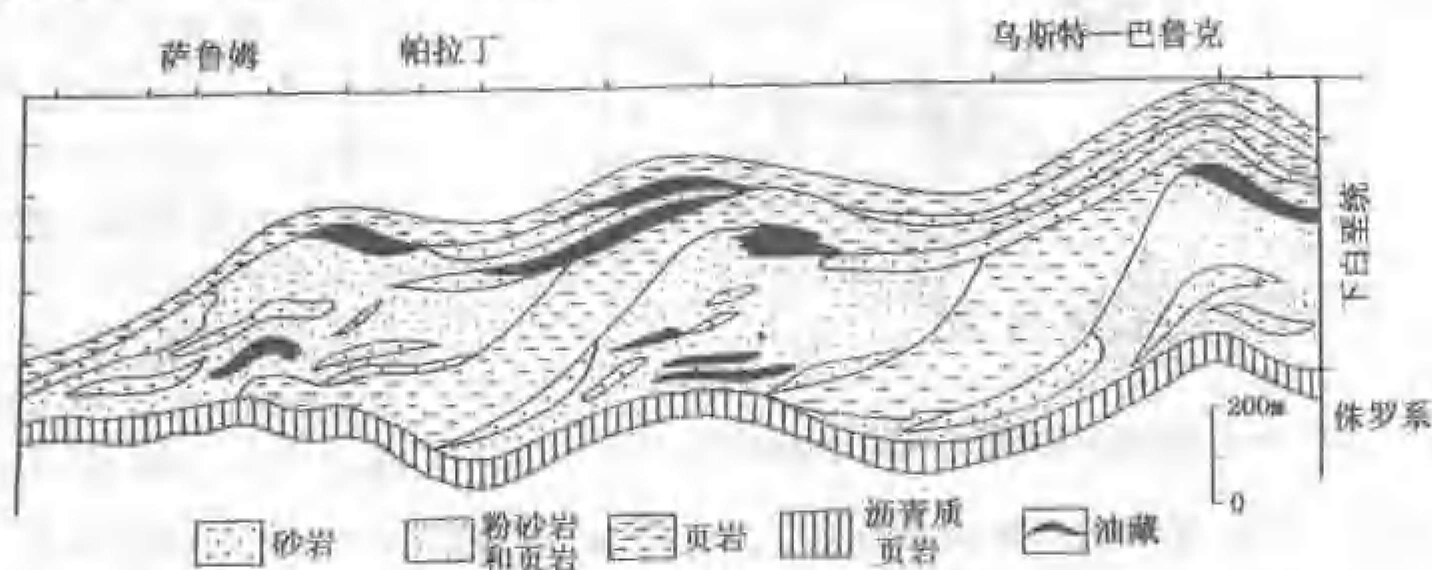


图 9－22　西西伯利亚盆地中鄂毕白垩系尼欧克姆统东西向剖面（据 Rudkevich，1988）
表示砂岩、粉砂岩油藏的舌状交互

克拉通盆地内主要油气田大都分布在源岩发育区边缘或外侧，表明盆地内油气以侧向运移为主，但许多克拉通盆地的油气运移也具有垂向运移的特征。克拉通盆地具有长期构造发育史、长期分阶段的构造沉降史、多期海平面升降变化史及盆地充填史，形成独特的构造特征和地层、沉积特征，因而具有独特的油气分布特征。

（1）油气田发育具有分区性，主要表现为油气藏围绕生油凹陷呈环状分布，围绕优势运移方向展布，隆起带为主要油气田发育区，如西西伯利亚盆地油气主要分布在凯鲁索夫、瓦休干、帕杜金区，中鄂毕和纳德姆—普尔和普尔—塔兹南部区，近乌拉尔、弗拉罗夫区以及北部区。中部以油为主，北部以气为主。在盆地中部发育一系列巨型隆起，构造长期稳定发展，使得在隆起及斜坡带区域储盖组合发育，隆起带的背斜型、斜坡带的砂体上倾尖灭型、地层超覆型等油气藏发育。

（2）油气田分布具有分层性，在克拉通盆地往往发育多套产油气层，如四川盆地自上而下发育 19 个产层。鄂尔多斯盆地发育五个产层，西西伯利亚盆地也发育多套产油气层，从下而上含四套区域性含油气组合：1）下侏罗统至中侏罗统秋明组含油气组合；2）上侏罗统含油气组合；3）下白垩统含油气组合，是西西伯利亚盆地中最重要的含油气组合；4）上白垩统塞诺曼阶含油气组合。



图 9－23　威利斯顿盆地位置图（据 Gerhardtffu，1991）

四、典型实例分析

地壳上分布许多克拉通盆地，典型的克拉通盆地包括北美的伊利诺斯、密执安、威利斯顿，南美洲的巴拉那盆地，法国的巴黎盆地，俄罗斯的波罗的盆地、西西伯利亚盆地，澳大利亚的卡奔塔利盆地等。下面以威利斯顿盆地为例介绍典型克拉通盆地的区域地质和石油地质特征。

威利斯顿盆地位于美国北达科塔州中西部、蒙大拿州东部、南达科塔州西北和加拿大马尼托巴省南部及萨斯喀彻温省南部（图 9－23），盆地面积 $34.5\times10^4km^2$。该盆地的油气勘探始于 1887 年，但在 1951 年前尚未发现油气储量，到 1955 年石油储量超过 1.4×10^8t，至 80 年代初，可采储量达 2.9×10^8t。主要产油区为萨斯喀彻温省、北达科塔州、蒙大拿州等，其中萨斯喀彻温省累计产油 1.4×10^8t，北达科塔州累计产油 1.2×10^8t。

威利斯顿盆地是起源于克拉通边缘或大陆架的盆地，在科迪勒拉造山活动的变形期间发

展为典型的内克拉通盆地。盆地内地层平坦宽缓，北部地层近于水平，西南翼陡。未发生多期强烈的构造运动，显生宙时的变形主要是断层位移及随后的沉积披覆。盆地内构造简单，主要分布有沿中央呈南北向展布的赖逊和柴大克里克两大背斜。

盆地形成于晚寒武世至早奥陶世。地层发育齐全，宾夕法尼亚纪之前沉积了碳酸盐岩，密西西比纪后沉积了碎屑岩和蒸发岩，沉积岩厚度约 4 900m。生油岩主要包括奥陶系温尼派格页岩，密西西比系、志留系巴肯组及宾夕法尼亚系替勒组。主要产油气层古生界，也有部分气产自白垩系皮尔组砂岩、部分油产于三叠系矛鱼组砂岩，碳酸盐岩是盆地内的主要储集层。圈闭类型主要为背斜圈闭，成带分布，也有相当一部分为地层圈闭，地层圈闭集中分布在盆地北部，此外还有构造岩性圈闭和与盐活动有关的圈闭等。

盆地内油气运移主要表现为辐射状，图 9－24 表示巴肯组油源岩排烃的方向，油气分布明显与主要构造单元的几何形态，以及大的构造线与烃源岩区的组合关系有关。盆地内油气富集带与下列几种因素有关：(1) 与古地貌和古构造有关的区带；(2) 受基底控制的较新构造区带；(3) 由盐活动所形成的圈闭；(4) 与沉积和成岩作用有关的区带；(5) 裂缝性页岩。

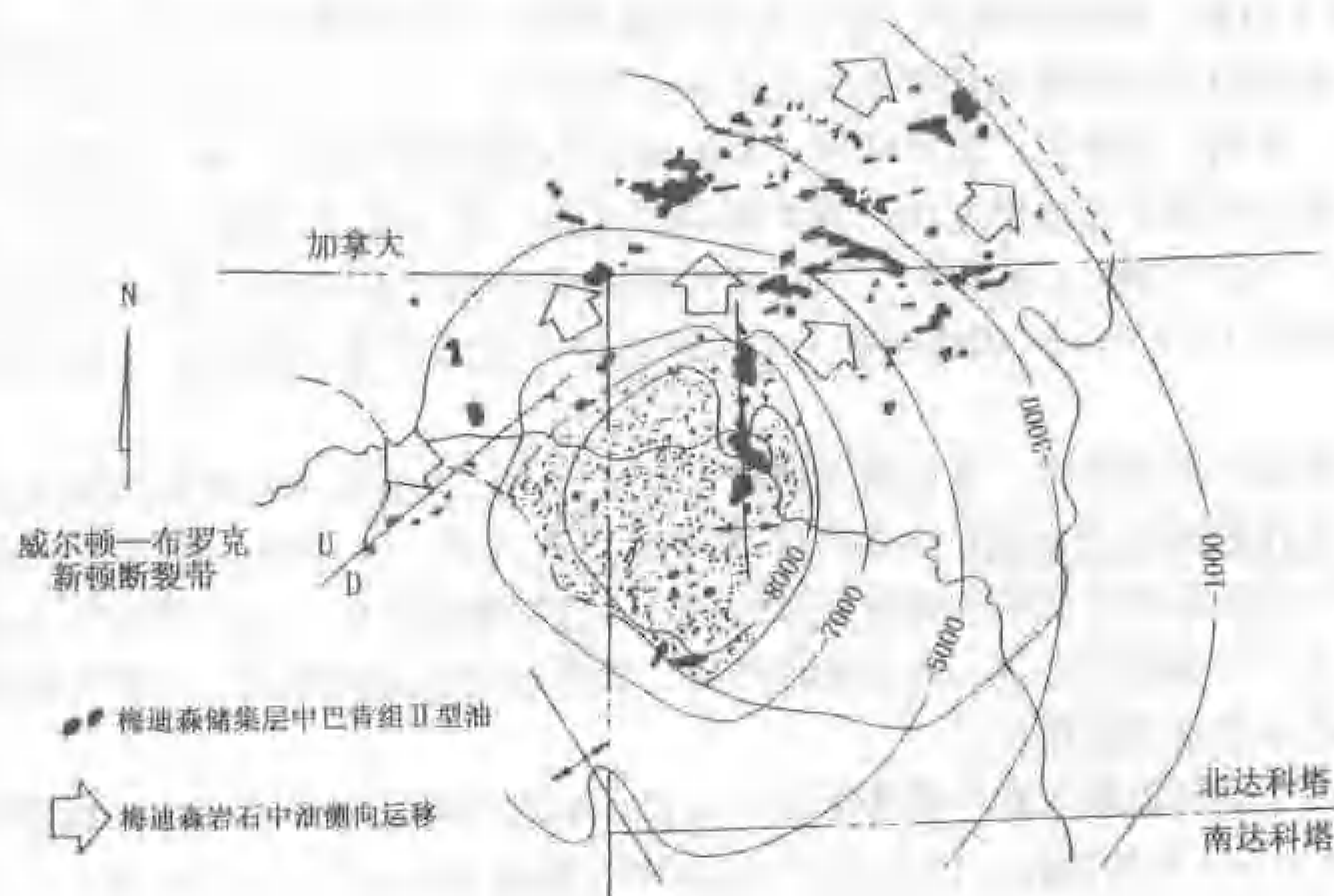


图 9－24　威利斯顿盆地巴肯组烃源岩排烃方向示意图（据 Webster，1984）

思 考 题

1. 我国油气资源分布有哪些主要规律？

2. 世界油气资源分布有哪些特点可供借鉴？

3. 各主要类型盆地的油气分布有哪些特点及规律？哪些类型盆地中易找到大油、气田？为什么？对我国油气勘探有何意义？

4. 试从盆地形成背景分析前陆盆地的石油地质条件。

5. 通过查阅资料，总结分析我国前陆盆地油气藏类型的分布规律。

6. 试举例分析我国裂谷盆地及克拉通盆地油气藏形成、油气聚集与分布规律。

第十章　油气资源评价概述

提　要

为适应学生毕业后的工作需要，在介绍完石油地质学原理后，尚需扼要介绍油气资源的基本概念，油气资源评价的任务、对象；层次内容和方法；最后再简要介绍几种较常用的油气资源评价系统的基本原理及其在油气资源评价中的应用。

油气资源勘探是一项巨大的系统工程，油气资源评价是提供油气资源勘探决策的一门科学，它是石油地质勘探综合研究与系统工程技术相结合的产物，是一门综合性的应用学科，是本世纪50年代以后发展起来的新型学科，是编制油气发展规划的重要依据。

50年代中后期，随着国内外石油工业的迅猛发展，油气资源评价工作引起人们足够的重视，全球性和地区性的资源评价成果与方法不断出现。进入60年代后，油气资源评价研究迅速发展。美国、加拿大、原苏联等主要石油生产国都相继成立了油气资源评价的专门委员会，加强了对本国及全球潜在油气资源的评价工作。具有代表性的是1960—1966年由原苏联组织的、约有7 000人参加的，包括对油气资源在内的所有沉积矿产资源所进行的评价，以及1967—1972年由美国组织的、由100多名专家组成的对美国油气资源所作的系统评价。

由于现代综合勘探技术、方法和石油地质理论的迅速发展以及各学科的相互渗透，特别是电子计算机技术的广泛应用，为油气资源评价研究的进一步发展，提供了必要的技术手段。目前，油气资源评价已成为综合性很强的、具有完整体系的一项大型研究工作，它具有研究内容广泛、手段技术先进、评价系统严密、成果实用性强等特点，为指导和提高勘探效果正发挥着愈来愈重要的作用。

我国是一个油气资源非常丰富的国家，大大小小的沉积盆地约500个，沉积岩面积670 $\times 10^4 km^2$，经过49年的勘探，已在82个盆地中发现油田493个、气田145个，年产石油 $1.6\times 10^8 t$、天然气 $223\times 10^8 m^3$。使我国石油工业的发展走在世界前列，丰富、完善了陆相石油地质理论，成为名符其实的石油大国。80年代以来，我国分别在1981—1993年先后开展了两轮油气资源评价工作，采用了先进的评价理论、方法，应用现代化计算机手段对全国进行了分盆地、分区、分层的油气资源评价和预测，提出了今后勘探方向及油气发展战略，对深化我国油气勘探具有重要的指导作用。

第1节　油气资源概念及序列

一、资源和储量

油气资源是指地壳中石油和天然气的蕴藏数量，它可以根据人们对石油和天然气在地壳中赋存状况的认识程度及其开发的经济技术条件分为油气储量和油气资源量两大类。油气储量是指已经探明或基本探明的，在目前经济技术条件下可以开采利用的那部分油气数量；尚

待发现的油气资源量是指根据现有地质资料和石油地质理论或勘探经验推测可能存在的油气数量。

资源分类的原则主要根据：(1) 地质把握程度；(2) 经济的还是次经济的；(3) 发现的还是未发现的；(4) 近期可采还是不可采的。

最常见的资源和储量分类多采用美国联邦地质调查所（USGS）麦克尔威（V.E.Mckelvey）1972年提出的分类（图10-1）。

图中纵坐标表示矿藏经济开采价值，横坐标表示矿藏地质保证程度，即矿藏存在的可靠性。横坐标分为已验证的（Identified）和待发现的（undiscovered）两个区间，纵坐标分为经济的（Economic）、次经济的（Subeconomic）和非经济的（Noneconomic）三个区间。在经济的和次经济的区间中，已验证的和待发现的油气总和称为资源。

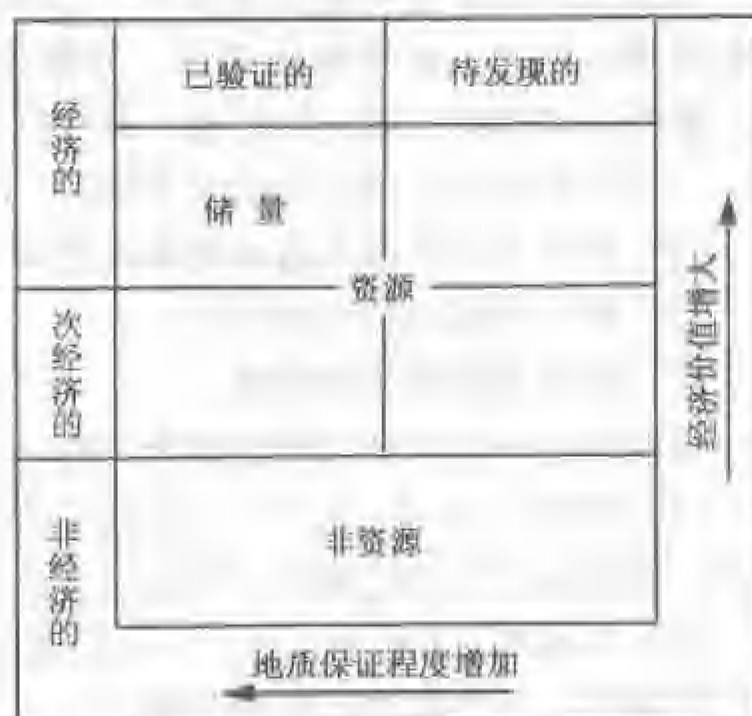


图10-1 油气资源分类方案
（据V. E. Mckelvey，1972）

资源（即总资源）——地壳内部或地表天然生成的矿藏，在目前或将来，从经济上讲是值得开采的，而在技术上又是能够开采的油气总和。

待发现的资源——依据现有的地质资料和理论预测可能存在的油气。

已验证的资源——矿藏的位置、规模、数量和质量根据地质资料作过估计，而且相当一部分经过钻井、测试等技术的直接测定。

经济资源——在当前技术经济条件下，可以采出而又值得采出的油气。

次经济资源——当前由于经济或（和）技术原因不能开采，而今后可能开采的油气。

在我国，石油天然气资源分为五级，即推测资源量、潜在资源量、预测储量、控制储量和探明储量。资源量和储量是油气勘探的目的和任务，是规划、部署和实施油气勘探的依据，是油气勘探的主要成果，是定量考核油气勘探工程的主要指标。因此，资源管理是勘探管理的重要内容。各级资源量和储量分别对应区域勘探、预探和评价勘探的勘探阶段、亚阶段，是分阶段的勘探成果和定量考核指标。

推测资源量，是指区域勘探阶段中，通过地面地质调查、区域地球物理勘探、区域地球化学勘探和区域探井钻探等综合勘探，经过盆地分析评价方法，推测出的含油气盆地、含油气区或含油气区带蕴藏的远景资源量。推测资源量还未落实具体勘探目标，是预探部署的重要依据。

潜在资源量，是指预探过程中，通过以地球物理勘探为主的综合勘探，经过圈闭识别、描述。评价、估算出含油气圈闭可能存在的资源量。潜在资源还未经钻探证实，是部署预探井的重要依据。

预测储量，是指预探阶段完成后，对已获得商业油气流的圈闭，通过圈闭精细描述评价或油气藏早期描述评价，预测出油气藏的油气储量。它为一个含油气圈闭的评价勘探打下了基础，并为整个含油气区带的进一步预探提供了依据。

控制储量，是指油气藏评价勘探过程中，通过以地震勘探和评价井钻探等综合勘探，经

过油气藏描述、评价，计算出油气藏的油气储量。它是油气藏评价勘探的中间勘探成果。

探明储量，是指油气藏评价勘探阶段完成后，经过油气藏精细描述、评价，计算出油气藏的油气储量。它是油气藏评价勘探、也是油气藏勘探的最终勘探成果，为油气田开发提供依据。

二、油气资源评价的任务

油气资源评价的任务，概括起来就是分析评价区有无资源？有多少？在哪里？好还是差？用当前的技术条件能否采出来？在当前经济条件下值不值得勘探和开发？开展资源评价首先要求对地质、地球物理资料，分析化验数据，勘探效果与经验，生产情况及经济效果等，进行全面整理、研究和汇总，具体任务如下。

（1）预测油气资源的潜力与方向；

（2）指出各油气区与各级资源的经济条件；

（3）提出勘探意见与部署。

三、油气资源评价的对象

当前广泛开展的油气资源评价工作中，主要是以下列几种油气作为研究对象：

（1）原油（Crude Oil）——在地下天然储集层中以液态存在的那一部分烃类。在大气的压力、温度条件下仍为液体。原油中可能含少量的非烃类液体。

（2）天然气（Natural gas）——在地下天然储集层中以气态或溶于原油状态的烃类，在大气的温度、压力条件下仍为气体。

1）伴生气（Associated gas）：指与原油接触或溶于原油的天然气，如气顶气、溶解气等。

2）非伴生气（Non-Associated gas）：指在地下储集层内不与原油接触的天然气。

（3）天然气液（Natural gas liquids）——天然气在分离器、油田地面设备或气体工厂中回收的那部分烃类液体，包括乙烷、丙烷、丁烷、戊烷、天然气油和凝析油，也可能含少量的非烃类。天然气液又可细分为以下三类：①气厂产品；②液化石油气；③凝析油。

第2节　油气资源评价的层次、基本内容及方法

目前世界上流行的油气资源评价一般按含油气大区、盆地（凹陷）、区带和圈闭四个层次建立评价程序，对各个层次的油气资源分别进行评价。由于各个层次的规模、对象不同，评价的内容、要求和方法也不同。在油气资源评价中，一般是以盆地为单元，以区带—圈闭为重点，以含油气层系为中心，通过地质评价、油气资源估算和决策分析三个环节来完成。

一、含油气大区评价

各个国家为了制定国家油气资源的战略方针和策略，往往在全国范围内划分成若干个评价区。我国在第一次全国油气资源评价中，以油气地质特征和分布规律为基础，结合行政区划、经济地理条件和能源供销规划配置，将全国划分为东北区、华北区、江淮区、南方区、西北区、青藏区和海域七个评价区。

含油气大区可以是一个大的地质构造单元，也可以是一个地质、地理甚至与行政区划有关的单元，还可以指一个巨型盆地或一群盆地，这些盆地在地质成因结构或含油气层系上具有一定相似性，也可以是石油经济地质有共性的地区。

含油气大区评价是作为一个石油大国或大的跨国公司为制订远期勘探规划而提出的，其

目的在于分析含油气大区的含油气特征与对比选择。含油气大区评价的主要内容包括石油地质综合研究、资源量预测和经济决策分析三部分。

二、盆地评价

盆地评价是区域性评价的基本单元，是国家或石油公司为制定中期战略规划而进行的评价工作。盆地评价研究是在含油气大区研究的基础上进行的，盆地资源评价是在对盆地环境、盆地基本特征（构造、沉降、沉积等）、盆地演化等地质分析的基础上，研究盆地的构造史、沉积史、生烃史及聚集史，建立地质模型并求取相关的评价参数，估算油气资源量。

目前油气资源的估算一般是通过资源评价系统来实现的，而不是由单一方法完成的。其主要途径是统计模拟、数字模拟、专家系统三类。常用的盆地资源评价方法可分为体积法、地球化学法、勘探效果分析法及类比法四大类。

（一）体积法

由于计算机的应用，体积法在当前资源评价方法中仍是必不可少的基本方法。体积法主要包括体积丰度法、体积速度法和体积累加法。体积丰度法就是将资源量作为盆地面积、沉积岩厚度和丰度系数的函数，具体运算过程中是将盆地按不同的地层单元、不同的深度单元详细划分为区块，进行细小区块的资源量估算；体积速度法是根据盆地内油气资源量与盆地内沉积物充填速度（体积速度）的函数关系对油气资源量进行估算；体积累加法是由圈闭开始，以区带为单元分别估算各级资源量，最后累加成为盆地的资源量。

（二）地球化学法

地球化学法在解决油气资源量的估算中占有重要地位。资源评价的地球化学法是从生烃量计算入手进行资源量估算，其研究途径是从生烃量到排烃量再到聚集量。目前生烃量计算的方法很多，其中最常用的方法主要有氯仿沥青“A”法、干酪根降解的数学模型、数字化积分法和热模拟法等。

（三）勘探效果分析法

勘探效果分析法是建立在实际资料的基础上，以历史资料为基础的一种经验外推法。这类方法主要适用于勘探程度较高的地区。目前勘探效果分析法主要包括经验外推法、油田规模序列法、储产量分析法等。

经验外推法是在一个盆地发现高峰已经过去，随着储量发现时间或钻井进尺的累积量增长，而呈现出下降趋势的曲线，据此曲线推测油气资源量；油田规模序列法是根据自然现象的概率分布特征估算资源量；储产量分析法是一种利用累计发现量与累计生产量之间的关系，求得最终累计发现量的方法。

（四）类比法

类比法是一种常用的方法，它可用于盆地范围内的类比，也可用于一口井甚至某些实验数据的类比。类比法主要包括类比系数法、评分法、比分法等，此类方法适用于任何勘探阶段和地质条件。

类比法的基本过程是首先在已知区建立石油资源定量模型；寻找在地质格局上类似于已知区的地区；最后用已知区的定量模型外推到评价区，从而估算出评价区的资源量。

三、区带评价

区带评价是勘探中进行局部评价的基本单元，区带评价是依据地区性的战略部署规划的需要，进行的一项具体的，用于生产实际的评价技术。区带（play）比二级构造带具有更广泛的意义，除了具有一组圈闭、一群构造、一个构造带和岩性圈闭带以外，还可指对某一层

系为目的的一轮勘探行动而言[59]。区带评价研究是在盆地研究的基础上进行的，同时又丰富和充实盆地研究。区带评价除了要研究勘探区带所处的区域构造位置、沉积特点、地质演化史、生储油特征外，还必须指出有利的含油气区带圈闭的个数、层位以及圈闭规模和资源的分布概率。

区带研究的内容包括区带构造评价、区带生烃评价、储集层和盖层评价以及勘探效果研究。构造研究的基础是区域地层，在地层对比研究的基础上，进行构造模式的研究和评价。生烃研究是根据有机地球化学理论，通过对评价区带的沉积相和有机质丰度、类型、成熟度的相关研究，建立有机地球化学剖面，估算生烃量和排烃量。

区带资源评价的方法主要包括累加圈闭法、体积法、供油单元法、区带分析法等。累加圈闭法是将一个区带中的每一个圈闭的资源量累加起来即为区带的资源量。供油单元法是从生烃量入手，划分区带内的供油单元，计算供油单元内所能聚集的油气资源量。

四、圈闭评价

圈闭评价是各级油气资源评价中最具体、最实际的工作，也是勘探阶段的最终目标，其目的在于拟定探井井位，直接发现油气田。当前圈闭地质评价的方法主要有风险概率统计法、评分法与定性排队法等[59]。一些石油公司从油气生成、运移、圈闭等标准入手，从地质概念模型到数学模型，形成圈闭评价的计算机系统。

对于一个圈闭来说，在不同的勘探进程中，由于评价方法及地质风险分析的不同，储量计算的公式及参数应用也不同。随时间的进展大体上可将圈闭勘探划分为钻探圈闭、已具油气发现的圈闭、已控制圈闭和已开发圈闭。在勘探中，圈闭评价工作也必须相应地进行。

由于不同勘探级别、不同储量级别在评价中地质风险内容、储量计算公式、参数不同，得到的评价结果也不同（表 10－1）。

表 10－1　不同勘探阶段评价成果表（据武守诚，1994）

分类	储量级别	亚类	工作程度	地质风险分析	体积法储量公式	评价结果
未钻探	推测储量Ⅴ	新区带 老区带	圈闭预测	圈闭有无的风险	$Q = V \times K$	提供勘探（地震）计划
	潜在储量Ⅳ	新区带 老区带	圈闭明确	油气存在与否的风险	$Q = S \times H \times F \times K$	编制预探井计划
已钻探	预测储量Ⅲ	未测试 已测试	一口探井（预探井）	储量能否确立的风险	$Q = S \times H \times \Phi \times (1 - S_w) \times d \times \beta^{-1}$	编制详探方案
	控制储量Ⅱ	控制中 已控制	多口探井（详探井）	产量能否形成的风险	$Q = S \times H \times \Phi \times (1 - S_w) \times d \times \beta^{-1} \times RF$	编制开发方案
已开发	Ⅲ～Ⅰ	探边探层	探边井及探层井	产能是否能形成的风险	$Q = S \times H \times \Phi \times (1 - S_w) \times d \times \beta^{-1} \times RF$	储量增补方案

第 3 节　油气资源评价系统简介

评价系统是以地质概念模型为基础，通过对各种定量参数的分析研究，用数学模型表达或者是用推理求解的办法以计算机软件的形式出现，针对各种勘探目标进行评价，并使其逼

近于客观实际，以求得评价的系统性结果。目前油气资源评价系统大都从统计模拟、数字模拟和人工智能专家系统等三个途径入手。不同级别的评价目标或对象采用不同的评价系统。下面简要介绍几种较常用的油气资源评价系统。

一、综合评价系统

综合评价系统是为进行重大决策所采用的评价系统，具有大容量、多层次、多功能的特点，目前此类系统多属经验型，汇集丰富的专家经验，多利用统计概率方法，相应地需要建立大型的计算机网络系统。

（一）统计模拟方法

RES－851 综合评价系统是以统计模拟方法为基础的，它是我国在第一次全国油气资源评价中自行研制的一套综合评价系统。该系统具有五个模块，100 多个子程序，主要由地质评价、资源量估算和经济评价三个部分组成。各部分的任务和采用的方法不同（图 10－2）。该系统采用了数据库管理系统，以 dBase-Ⅲ与高级语言混合编程，并对 BASIC 语言程序进行了编译处理，可在微机上实施。

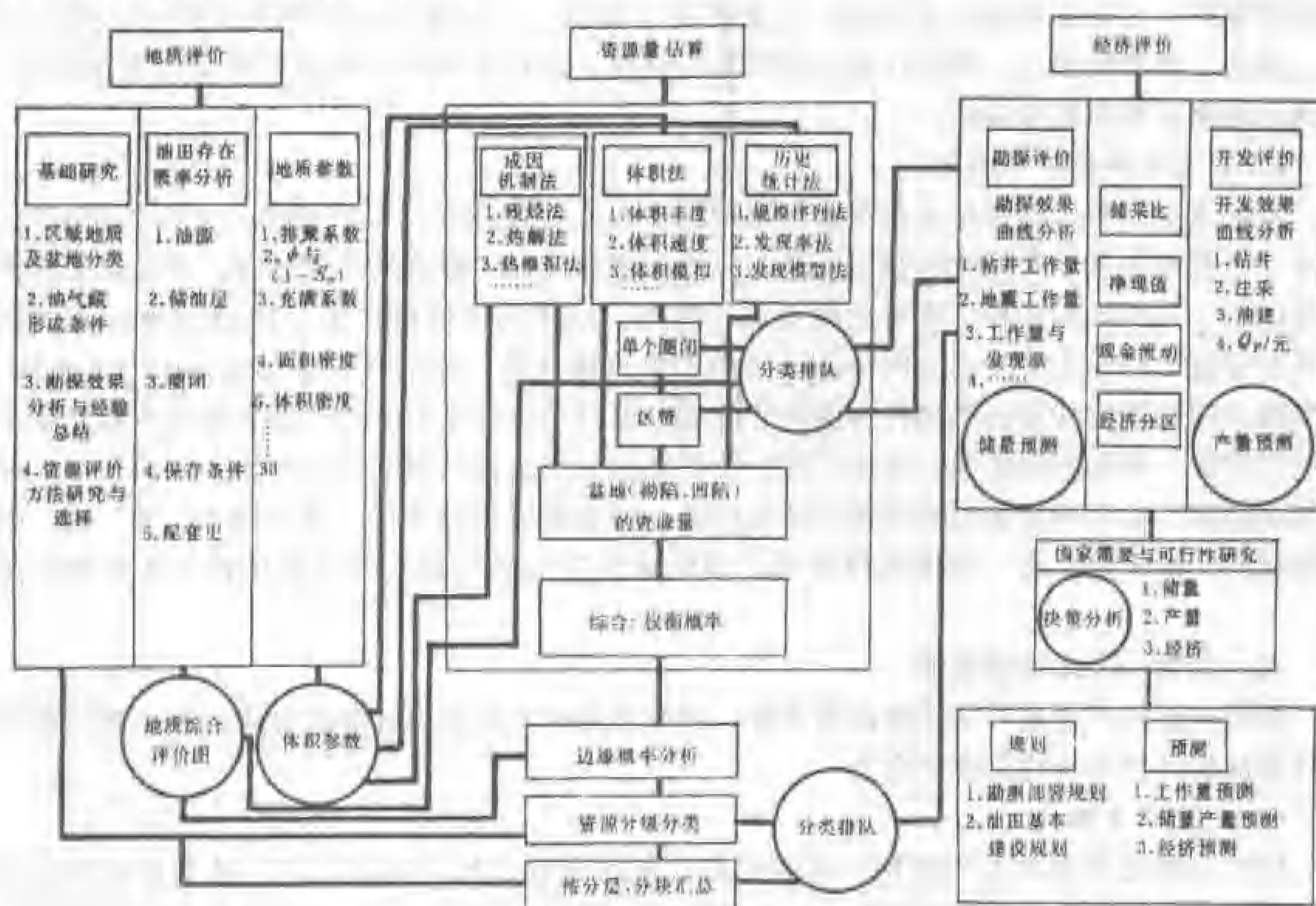


图 10－2　RES—851 资源评价系统（据武守诚等，1985）

（二）数据模拟系统

C. R. Scotese 发表了 Mega Drifter 评价系统，该系统主要被用于板块构造、古气候、古地理的再造[157]。这项研究偏重于大构造的地理理论研究，但它对含油气大区的油气资源评价起重要作用，并将会发展为含油气大区的资源综合评价系统。

二、盆地评价系统

盆地评价系统中的统计模拟系统曾得到广泛地应用。80 年代以来，盆地数据模拟和人

工智能专家系统也得到迅速发展。

（一）盆地统计模拟

这一系统就是应用圈闭→区带→盆地逐级加总的办法，对全盆地的总资源量进行估算。可以根据地质条件和勘探目标选择不同的方法（如体积法、地球化学法和经验外推法等），对估算结果进行分级分类汇总与排队，在统计中主要采用蒙特卡洛法。

（二）盆地数字模拟

盆地数字模拟系统主要从盆地石油地质成因机制出发，将油气生成、运移、聚集作为统一的整体，充分研究各项地质参数，建立数字化动态模型，并编制相应的应用软件，对盆地油气资源进行模拟。这项技术是在70年代发展起来的，目前已有多套评价系统，如法国石油研究院（IFP，1987）的MATOIL地质地球化学和数字模拟系统等。80年代末至90年代初，我国石油勘探开发科学研究院石广仁等研制成了BAS1、2、3盆地模拟系统，已在国内得到广泛应用。

盆地数字模拟系统一般包括地质模型与数学模型两部分。地质模型是地质家对评价目标的地质概括，它是盆地模拟的基础，主要由地史模型、生烃史模型和聚集史模型三部分组成。建立了地质模型后，根据石油地质的基本原理，设计各种能反映地质概念的数学模型，并通过地质定量参数来表达。

（三）盆地评价专家系统

专家系统的要点是把专家在解决问题过程中的知识或经验，以适当的方式存入计算机，建立一个搜集许多专家经验的知识库及相应的推理系统，在解决具体问题时，可根据其所提供的信息，运用知识库和已确定的模式进行推理，以达到评价的目的。1990年海洋石油勘探开发研究中心和吉林大学共同研制了应用于重点拗（凹）陷油气资源评价的PRES系统。该系统由凹陷评价和局部圈闭评价两部分组成，通过地质类比方法对凹陷生油条件和储集条件进行评价，根据凹陷生油、储集层评价结果模拟二次运移，确定有利区带。在此基础上评价局部圈闭，给出局部圈闭的类别和地质风险。最后再应用体积法、氯仿沥青“A”法、圈闭体积法、油田模型法、油田规模序列、热模拟计算生油气等六种定量计算方法计算资源量。

三、区带—圈闭评价系统

区带—圈闭评价是对局部地区的评价，目前采用的主要是统计模拟方法。以下就目前国内外常用的评价系统作简要的介绍。

（一）GSC系统

GSC系统已在加拿大和世界上其他许多盆地的区带评价中得到应用，其具体评价步骤是：(1) 油藏规模概率分布的估算；(2) 油藏个数分布的估算；(3) 单个未发现油藏规模的估算。该系统所用的方法包括：(1) 超级母体或有限母体的基本原理；(2) 发现过程模型；(3) 选用对数正态油藏规模分布。发现过程模型的统计假设是：(1) 已被发现油藏的概率与其规模成正比，并且抽样是不可放回去的；(2) 应用超级母体概念，油藏规模选择了对数正态分布，油藏估算采用了一般的体积公式，参数相乘的方式是用蒙特卡洛法完成的。

该评价系统的技术关键在于油气区带正确的地质划分。在区带划分后，应准备原始数据并输入系统，计算勘探地质风险与区带中的油藏个数分布，用勘探发现模型估计油藏储量分布，预测评价单元中油藏的储量序列，最后预测区带内总资源量与剩余资源量。

GSC系统是在正确进行油气区带划分的基础上进行的，是将发现过程、油藏体积运算、

正态分布、油藏规模序列等方法按统一的思路，有机地结合在一起构成的。这一评价系统在大港油田取得了良好的应用效果。

（二）FASPU 快速评价系统

FASPU 为美国联邦地质调查所（USGS）经过 10 多年的实践而建立的对区带—圈闭评价的一个软件系统，该系统可以应用于已勘探区，也可以用于未勘探区，可以评价单个区带，也可汇总一组区带，并可分原油、非伴生气、溶解气及总气量的资源估算，还可以按概率分布进行汇总。

FASPU 地质模型的建立主要是强调了区带的地质边缘概率、圈闭条件概率以及烃体积在七个分位值下的概率。这些概率值都可经由地质家主观判断来确定，当然烃体积的各项参数可根据地质和地球物理实际资料给予连续的或独立的随机变量。此外，还要由地质家给定区带内可钻的圈闭数，并且估计出表中的七个分位值。这些值皆由熟悉评价区地质情况的地质专家进行概率判断。

（三）圈闭评价系统

圈闭评价系统主要包括圈闭地质评价、圈闭资源估算、圈闭经济评价、圈闭决策分析等。1992 年包世界等开发了一套适应于我国具体情况的圈闭评价系统。该系统具备了圈闭评价的上述四方面的功能。包括地质评价模块、圈闭资源估算模块、经济评价模块和决策分析模块，其总体结构如图 10－3。这一系统适用于生产现场对圈闭评价的要求，也可作为圈闭评价研究工作的主要工具，并在全国第二轮油气资源评价中得到推广。

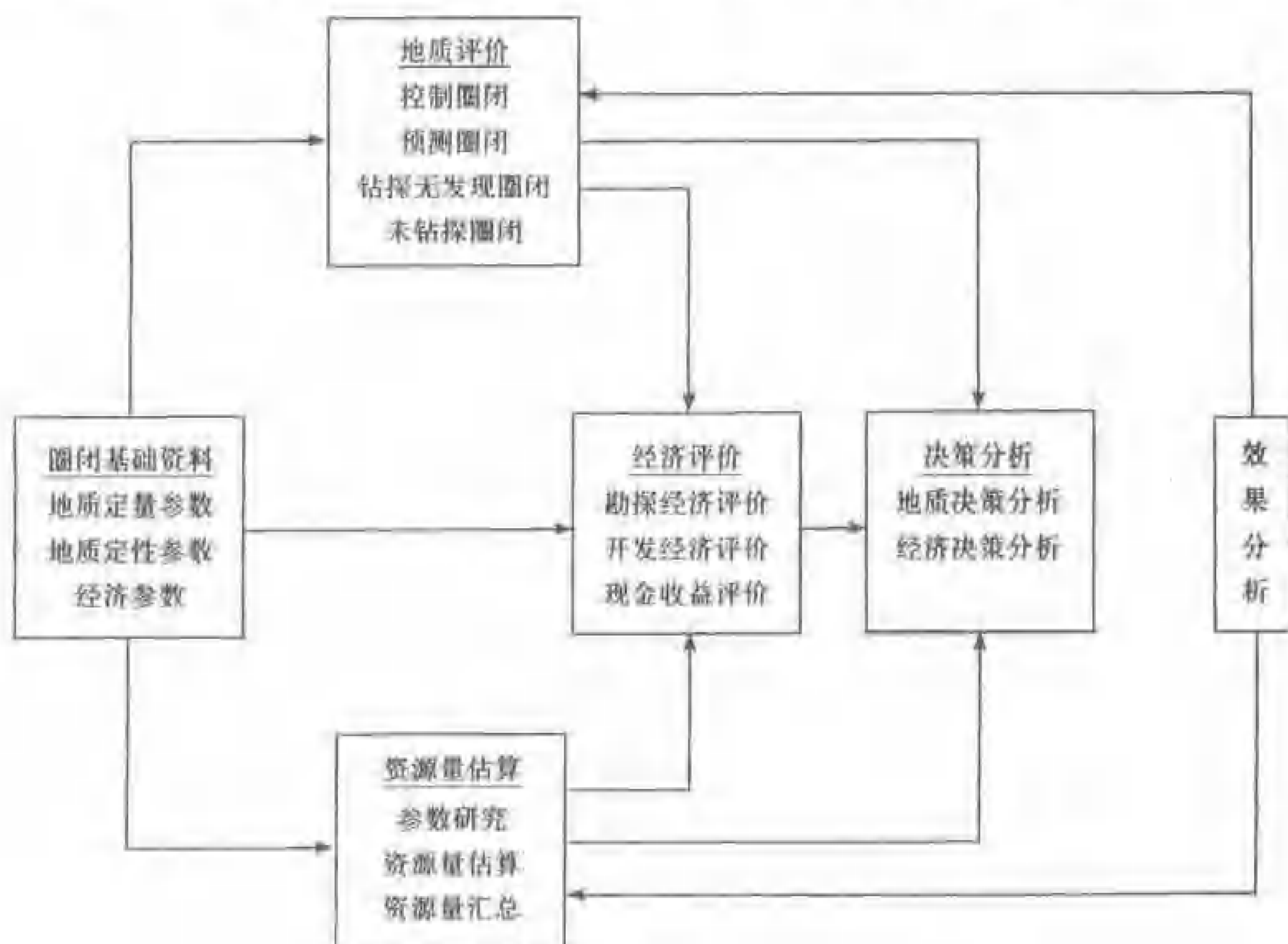


图 10－3 圈闭评价系统结构示意图（据包世界，1992）

总之，油气资源评价是应用高新技术为国家提供油气资源勘探决策的新兴学科，其任

务、方法及评价系统均处在研究、发展过程中，因时因地而异，许多问题尚待解决，希大家共同努力。

思 考 题

1. 什么叫油气资源？油气资源的分类原则是什么？根据油气资源落实程度的差别，可将资源量（储量）分哪几个不同的级别？

2. 油气资源评价的任务和对象是什么？

3. 通常将油气资源评价分几个层次，不同层次的评价对象和目标是什么？常用的评价方法分别有哪些？

4. 在盆地评价中目前常用的评价系统主要有哪几种？各系统有何特点？



参考文献

[1] 方朝亮．枣园油田重油油藏成因分析．石油大学学报，1995(1)

[2] 方朝亮．冷东—雷家地区重质稠油地球化学特征及成因分析．石油实验地质，1994(4)

[3] 王启军，陈建渝．油气地球化学．武汉：中国地质大学出版社，1988

[4] 王尚文．中国石油地质学．北京：石油工业出版社，1983

[5] 王秉海，钱凯．胜利油区地质研究与勘探实践．山东东营：石油大学出版社，1992

[6] 王铁冠．两种褐煤潜在烃源岩的早期生烃研究．煤成油地球化学新进展．北京：石油工业出版社，1992

[7] 王铁冠，钟宁宁，候读杰等．低熟油气形成机理与分布．北京：石油工业出版社，1995

[8] 王涛．中国东部裂谷油气藏．北京：石油工业出版社，1997

[9] 云美厚．地震地层压力预测．石油地球物理勘探，1996，31(4)

[10] 中国石油学会石油地质专业委员会．基岩油气藏．北京：石油工业出版社，1987

[11] 中国石油学会石油地质专业委员会．中国油气藏研究．北京：石油工业出版社，1987

[12] 中国石油学会石油地质专业委员会．天然气勘探．北京：石油工业出版社，1986

[13] 中国石油学会石油地质专业委员会．中国含油气系统的应用与进展．北京：石油工业出版社，1997

[14] 中国油气聚集与分布编委会．中国油气聚集与分布．北京：石油工业出版社，1991

[15] 甘克文，李国玉，张亮成等．世界含油气盆地图集．北京：石油工业出版社，1982

[16] 四川油气区石油地质志编写组．中国石油地质志(卷十)．北京：石油工业出版社，1989

[17] 田在艺．田在艺石油地质论文选集．北京：石油工业出版社，1997

[18] 田在艺，张庆春．中国含油气沉积盆地论．北京：石油工业出版社，1996

[19] 田在艺，张庆春．中国含油气盆地岩相古地理．北京：地质出版社，1997

[20] 田在艺，张庆春．沉积盆地控制油气赋存的因素．石油学报，1993，14(4)

[21] 田在艺，刘国璧，刘雯林．油气圈闭类型及其分布规律．中国油气藏研究．北京：石油工业出版社，1990

[22] 包茨．天然气地质学．北京：科学出版社，1988

[23] 刘和甫．含油气盆地的地球动力学环境分析．中国中、新生代盆地构造和演化．北京：科学出版社，1983

[24] 刘德良等．地球与类地行星构造地质学．合肥：中国科学技术出版社，1997

[25] 刘德汉，傅家谟．煤成气和煤成油产出阶段和特征的初步研究．天然气勘探．北京：石油工业出版社，1986

[26] 吕延防．油气藏封盖研究．北京：石油工业出版社，1996

[27] 关德师等．中国非常规油气地质．北京：石油工业出版社，1994

[28] 孙镇城，杨藩，张枝焕等．中国新生代咸化湖泊沉积环境与油气生成．北京：石油工业出版社，1997

[29] 孙永传．水下冲积扇——一个找油的新领域．石油实验地质，1980，2(3)

[30] 西北大学石油地质教研室．石油地质学．北京：地质出版社，1979

[31] 朱夏．关于盆地研究的几点意见．石油实验地质，1980(3)

[32] 朱夏．试论中国中、新生代油气盆地的地球动力学背景．中国中、新生代盆地构造和演

化．北京：科学出版社，1983
[33] 何登发等．前陆盆地分析．北京：石油工业出版社，1995
[34] 何登发，董大忠，吕修祥等．克拉通盆地分析．北京：石油工业出版社，1996
[35] 李明诚．石油与天然气运移(第二版)．北京：石油工业出版社，1994
[36] 李德生．渤海湾含油气盆地断块活动与古潜山油气田形成．石油学报，1980，1(4)
[37] 李德生．李德生石油地质论文集．北京：石油工业出版社，1992
[38] 邱中建．塔里木——21世纪天然气的新热点．天然气工业，1999，19(2)
[39] 吴士清．浙北煤山龙潭系煤成油剖析．石油与天然气地质，1988，4(2)
[40] 吴崇筠．湖盆砂体类型．沉积学报，1986，4(4)
[41] 吴崇筠，薛叔浩等．中国含油气盆地沉积学．北京：石油工业出版社，1993
[42] 周中毅．沉积盆地古地温测定方法及其应用．广州：广东科技出版社，1992
[43] 杜乐天．地球的五个气圈的氢烃资源．铀矿地质，1993(5)
[44] 陈荣书．天然气地质学．武汉：中国地质大学出版社，1989
[45] 陈荣书．石油及天然气地质学．武汉：中国地质大学出版社，1994
[46] 陈景山，陈昌明译．三角洲沉积与油气勘探．北京：石油工业出版社，1981
[47] 陈荷立等译．石油地质译文集．油气运移(2)．北京：石油工业出版社，1987
[48] 陈建平，黄第藩，陈建军等．酒东盆地油气生成和运移．北京：石油工业出版社，1996
[49] 张万选，张厚福等．陆相地震地层学．山东东营：石油大学出版社，1993
[50] 张义纲等．天然气的生成聚集和保存．南京：河海大学出版社，1991
[51] 张枝焕，张厚福，高先志．粘土矿物对干酪根热解生烃过程的影响．石油勘探与开发，1994，21(5)
[52] 张厚福．石油地质学新进展．石油与天然气地质，1992，13(3)
[53] 张厚福．浅谈油气系统及其应用——以鄂尔多斯盆地上古生界为例．中国含油气系统的应用与进展．北京：石油工业出版社，1997
[54] 张厚福．含油气盆地．石油工业干部科技学习丛书．北京：石油工业出版社，1979
[55] 张厚福．石油地质学新进展．北京：石油工业出版社，1998
[56] 张厚福等．多旋回构造变动区的油气系统．石油学报，1999，20(1)
[57] 张厚福，张万选．石油地质学(第二版)．北京：石油工业出版社，1989
[58] 张凯等．石油构造地质学．北京：石油工业出版社，1989
[59] 武守诚．石油资源地质评价方法导论．北京：石油工业出版社，1994
[60] 范成龙．准噶尔盆地油气形成和分布规律．新疆石油地质，1986(4)
[61] 胡见义等．渤海湾盆地复式油气聚集(区)带的形成与分布．石油勘探与开发，1986(1)
[62] 胡见义，黄第藩，徐树宝等．中国陆相石油地质理论基础．北京：石油工业出版社，1991
[63] 胡见义，徐树宝等．非构造油气藏．北京：石油工业出版社，1986
[64] 胡见义，徐树宝，程克明．中国重质油藏的地质和地球化学成因．石油学报，1989，10(1)
[65] 胡见义，徐树宝，童晓光．中国东部第三系含油气盆地地层岩性油藏形成的地质基础与分布规律．石油学报，1984，5(2)
[66] 胡光灿等．中国四川东部高陡构造石炭系气田．北京：石油工业出版社，1997
[67] 胡朝元．生油区控制油气田分布——中国东部陆相盆地进行区域勘探的有效理论．石油学报，1982，3(2)

[68] 罗蛰谭,王允诚．油气储层的孔隙结构．北京:科学出版社,1986
[69] 邬立言,顾信章,盛志伟等．生油岩热解快速定量评价．北京:科学出版社,1986
[70] 杨绪充．含油气区地下温压环境．山东东营:石油大学出版社,1993
[71] 杨起,韩德馨．中国煤田地质学(上册)．北京:煤炭工业出版社,1979
[72] 郝石生,陈章明,吕延防等．天然气藏的形成和保存．北京:石油工业出版社,1995
[73] 郝石生,张有成,刚文哲等．碳酸盐岩油气生成．北京:石油工业出版社,1993
[74] 袁政文等．阿尔伯达盆地深盆气研究．北京:石油工业出版社,1996
[75] 梁狄刚,贾承造．塔里木盆地天然气勘探成果与前景预测．天然气工业,1999,19(2)
[76] 贾振远等．储集层地质学和封盖条件研究的进展．地质科技情报,1982,11(2)
[77] 陶一川．油气运移的流体动力学机理问题．石油与天然气地质,1983,4(3)
[78] 秦匡宗,赵丕裕．用固体 13CNMR 研究黄县褐煤的化学结构．燃料化学学报,1990,18(1)
[79] 黄杏珍,邵宏舜,顾树松等．柴达木盆地的油气形成与寻找油气田方向．兰州:甘肃科学技术出版社,1993
[80] 黄第藩等译．石油地质译文集．油气运移(1)．北京:石油工业出版社,1988
[81] 黄第藩,秦匡宗,王铁冠等．煤成油的形成及成烃机理．北京:石油工业出版社,1995
[82] 程克明,王铁冠,钟宁宁等．烃源岩地球化学．北京:科学出版社,1995
[83] 程克明．吐哈盆地油气生成．北京:石油工业出版社,1995
[84] 傅家谟等．煤成烃地球化学．北京:科学出版社,1990
[85] 傅家谟,刘德汉．天然气运移、储集及封盖条件．北京:科学出版社,1992
[86] 傅家谟,秦匡宗．干酪根地球化学．广州:广东科技出版社,1995
[87] 曾国寿,徐梦虹．石油地球化学．北京:石油工业出版社,1990
[88] 蒋有录．东辛地区油气成藏特征．石油与天然气地质,1998(1)
[89] 翟光明．中国石油地质志(总论)．北京:石油工业出版社,1996
[90] 翟光明．我国油气资源与油气发展前景．勘探家,1996,1(2)
[91] 潘钟祥等．石油地质学．北京:地质出版社,1986
[92] 戴金星,裴锡古,戚厚发．中国天然气地质学(卷一)．北京:石油工业出版社,1992
[93] 戴金星等．中国天然气地质学(卷二)．北京:石油工业出版社,1996
[94] 土田定次郎著,纪文荣译．石油地质学．幼狮文化事业公司,1974
[95] И.О. 布罗德,H.A. 耶列明科著,马万钧译．石油及天然气地质学原理．北京:地质出版社,1958
[96] J.M. 丘比特,W.A. 英格兰著,王铁冠,张枝焕译．油藏地球化学．北京:石油工业出版社,1997
[97] H.L. 里丁．沉积环境与相．北京:科学出版社,1986
[98] W.R. 迪肯森著,郝石生,刘和甫译．板块构造和油气聚集．美国石油地质学家协会进修丛书(一)．北京:石油工业出版社,1981
[99] A.I. 莱复生著,华东石油学院勘探系译．石油地质学．北京:地质出版社,1975
[100] И.B. 维索次基著,戴金星,吴少华译．天然气地质学．北京:石油工业出版社,1986
[101] Colin Barker．水热增压作用——温度在异常压力带形成中的作用．石油地质译文集．油气运移(2)．北京:石油工业出版社,1987

[102] P. A.Dickey. 石油呈油相进行初次运移的可能性．石油地质译文集．油气运移(2)．北京:石油工业出版社,1987
[103] H. D.Hedberg. 甲烷的生成与石油运移．石油地质译文集．油气运移(2)．北京:石油工业出版社,1987
[104] Jean du Rouchet. 应力场——石油运移的关键．石油地质译文集．油气运移(1)．北京:石油工业出版社,1988
[105] M.C.,Powers, J. R., Burst, et al. 粘土矿物的脱水作用及其在石油运移中的意义．石油地质译文集．油气运移(2)．北京:石油工业出版社,1987
[106] P. Ungerer, E. Behar,et al. 根据地球化学资料对烃类生成时有机质总体体积膨胀的试算——初次运移的内涵．石油地质译文集．油气运移(1)．北京:石油工业出版社,1988
[107] Allen, P.A., Allen, J.R., Basin analysis: Principles & applications. Blackwell Scientific Publication, 1990
[108] Aoyagi, K., Paleotemperature Analysis by Authigenic Minerals and its Application to Petroleum Exploration, Bull AAPG, 1984, V.68, No.7
[109] Avbovbo, A.A., Geothermal Gradients in the Southern Nigeria Basin, Bull, Can. Pet. Geol., 1978, V.26, No.2
[110] Barker, C.E., The Correlation of Vitrinite Reflectance with Maximum Temperature in Humic Organic Matter, Lecture Notes in Earth Science, 1986, (5)
[111] Barker, C.E., Fluid-inclusion technique for Determining Maximum Temperature in Calcite and its Composition to the Vitrinite Reflectance Geothermometer, Geology, 1990(18)
[112] Bazhenova, O.K. and Arefiev, O.A., Immature oil as the products of early catagenetic transformation of bacterial——alga origin matter. Org. Geochem., 1990, V.16, No.1~3, 307~331
[113] Berg, R.R., Capillary pressure in stratigraphic traps, Bull AAPG, 1975(59), 939~956
[114] Bertrand, P. Behar, F. et al. Composition of potential oil from humic coals in relation to their petrographic nature, Organic Geochemistry, 1986, V.1, 601~608
[115] Clarke, J.W., Peroleum geology of West Siberian Basin and Samotlor Oil Field, Oil & Gas J., 1978, V.76, No.19
[116] Claypool, G. E., Organic geochemistry, incipient metamorphism, and oil generation in black shale members of phosphoria formation, Western Interior United States, Bull AAPG, 1978, V.58, No.12
[117] Chapman, R.E., Petroleum geology——A concise study, Elsevier, Amsterdam－Oxford－New York, 1976
[118] Connan, J., On time－temperature relation in oil genesis, Bull AAPG, 1974, V.58, No.12
[119] Cooper, B.S., Estimation of the Maximum Temperatures Attained in Sedimentary Rocks, Developments in Petroleum Geology－1, London: Appl. Scien. Pub.Ltd., 1977
[120] Cooper, J. E., Bray, E.E., A postulated role of fatty acids in petroleum formation, Geochim. Cosmochim. Acta, 1963, V.27, No.1

[121] Dahlberg, E.C., Applied hydrodynamic in petroleum exploration: Springer - Verlag, New York, 1982

[122] Demaison, G. & Huizinga, B.J., Genetic Classification of Petroleum Systems Using Three Factors: Charge, Migration and Entrapment, in Magoon & Dow Eds., The Petroleum System—from Source to Trap, AAPG Memoir 60, 1994

[123] Dickey P.A., Oil and Gas in Reservoirs with Subnormal Pressures, Bull AAPG, 1977, V.61, No.12

[124] Dietmar, S. And Michael, A.A., Hydrocarbon migration and its near - surface expression, AAPG Memoir 66, 1996

[125] Durand, B.(Ed.), Kerogen——Insoluble Organic Matter from Sedimentary rocks, Technip - Paris, 1980

[126] Eadington, P.J. *et al*., Fluid history analysis——A new concept for prospect evaluation, The APEA Journal, 1991, 282~294

[127] England, W.A. and Fleet, A.J., Petroleum migration, Geological Society Special Publication, Landon, 1987

[128] England, W.A. *et al*., The movement and entrapment of petroleum fluids in the surface: Journal of the Geological Society, 1987, V.144, 327~347

[129] Evamy, B.D., Hydrocarbon Habitat of tertiary Niger Delta, Bull AAPG, 1978, V.62, No.1

[130] Fertl, W.H., Shale Density Studies and Their Application, Development in Petroleum Geology - 1, Chap 10, Appl. Scien Pub, Ltd., London, 1977

[131] Fomina, A. S., Pobul, L. Ya., et al. First Republican Meeting on oil shales (Geochemistry and Lithology), Tallin, USSR, Book of Synopses, 1975(36)

[132] Gold, T., The origin of methane in the crust of the earth. The future of energy gases. US Geological Survey Professional Paper, 1993, 1570: 57~80.

[133] Halbouty, M.T., Acceleration in global exploration——Requirement for survival, Bull AAPG, 1978, V.62, No.5

[134] Hedberg, H.D., Methane generation and petroleum migration, AAPG studies in geology, 1980, No.10

[135] Hoboson, G.D., Ed., Development Petroleum Geology - 1, Appl. Scien. Pub. Ltd., London, 1977

[136] Hunt, J.M., Petroleum Geochemistry and Geology, W H Freemme and Company, San Francisco, 1979

[137] Hunt, J.M., Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressured Fluid Compartment, Bull AAPG, 1990, V.74, No.1

[138] Kumar, M.B., Geothermal and geopressure patterns of Bayou - Carlin lake sand area, South Louisana: implications, Bull AAPG, 1977, V.61, No.1

[139] Lane, F., Jackson, K.S., Controls on Occurrence of oil and gas in the Boaufort—Mackenzie Basin. In: Facts and Principles of World Petroleum Occurrence (Ed. Miall, A.D.), Cana. Soc. Petro. Geol., Mem. 6, 1980, 489~507

[140] Langford, F.F., Surficial origin of North American pitchblende and related uranium deposits ,Bull AAPG, 1977,V.61 No.1

[141] Leythaeuser, D., Schaefer,R.G., et al., Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons, Bull AAPG, 1982, V.66, No.2

[142] Macgregor,D.C., Forland Basin and Fold Belts, AAPG Memoir 55, 1992

[143] Magara, K., Petroleum migration and accumulation , Developments in petroleum Geology -1, Appl. Scien. Pub. Ltd, London, 1977

[144] Magara, K., Geological model predicting optimum sandstone percent for oil accumulation, Bull Can. Pet. Geol., 1978,V.26, No.3

[145] Magoon, L.B. & Dow, W.G., The Petroleum System——from Source to Trap, AAPG Memoir 60, 1994

[146] McAuliffe,C.D., Oil and gas migration :Chemical and physical constrains, Bull AAPG, 1979,V.63,No.5

[147] Neglia, S., Migration of Fluids in Sedimentary Basins, Bull AAPG, 1979,V.63,No.4

[148] Nyein, R.K., Occurrence Prediction and Control of Geopressures on the Northwest Shelf of Australia,Aust.Pet.Explor.Assoc.J., 1977, V.17,No.1

[149] Parnell, J., Geofluid :Origin, Migration and Evaluation of Fluid in Sedimentary Basins, Geological Society Special Publication No.78, Landon, 1994

[150] Peters, K. E., Guideline for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. Bull AAPG , 1986, V.70, 318~329

[151] Peters, K. E. and Moldowan, J.M., The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in petroleum and Ancient sediments, Prentice Hall Inc., 1993

[152] Price, L.C., Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration, Bull AAPG, 1976, V.60, No.2

[153] Rice, D. D. & Claypool G.E. ,Generation, accumulation and resource potential of biogenic gas, Bull AAPG, 1981, V.65, No.9

[154] Robert, K.M., Source and migration process and evaluation techniques, AAPG,Tulsa, Oklahoma, USA., 1991,

[155] Schoell, M., Genetic characterization of natural gases, Bull AAPG, 1983, V.67,No.12

[156] Schowater ,T. T., Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment, Bull AAPG, 1979, V.63, No.5

[157] Scotese, C. R., paleogeographic reconstructions using interactive three dimensional computer graphics, AAPG Annual convention 1989, April, 23~26, book of abstracts

[158] Snowdon, L. R. and Powell, T.G., Immature oil and condensate - modification of hydrocarbon generation model for terrestrial organic matter, Bull AAPG, 1982, V. 66, No.6, 775~788

[159] Sinnighe Demaste, J. S., Eglinton, T. I., et al. Organic sulfur in Macromolecular matter: I. Structure and origin of sulfur containing moietus in kerogen, asphalthane and coal as revealed by flash pyrolysis. Geochim. Cosmoshim. Acta, 1989, V.53, 873~889

[160] Teichmuller , M., Origin of the petrographic constituents of coal. In: Stach's Textbook

of Coal Petrology (By stach E. et al), 1982, 219~294, Gebruder Borntaeger, Berlin
[161] Tissot, B.P. &Welte, D.H., Petroleum Formation and Occurrence(Second Edition), Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, 1984
[162] Waples, D.W., Time and temperature in petroleum formation: Application of Lopation's method to petroleum exploration, Bull AAPG, 1980, V.64, No.6
[163] Waples, D.W., Geochemisty in Petroleum Exploration, IHRDC, Boston, 1985
[164] Бека К., Высоцкий Й., Геология нефти и газа, НЕДРА, Москва, 1976
[165] Добрынин В.М., Серебряков В.А., Методы прогнозирования аномалъно высоких пластовых давлений, НЕДРА, Москва, 1978
[166] Капелющников М.А. Физическое Состояние Нефти, Газа и Воды в Условиях Нефтяного Пласта, ИЗВ. АН СССР, отд.техн.наук.No.11, 1952
[167] Конторович А.Э..., Геология нефти и газа Западной Сибири. НЕДРА, Москва, 1975